

С. С. ИТЕНБЕРГ

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗРЕЗОВ 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»*



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1972

Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972, с. 312.

Настоящее учебное пособие по курсу «Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин» предназначено для студентов геофизической и геологической специальностей нефтяных и геологоразведочных вузов и факультетов; кроме того, книга может быть использована геофизиками и геологами-нефтяниками в их практической работе.

В книге описаны общие принципы и научные основы интерпретации каротажных данных, полученных различными геофизическими методами; изложена методика интерпретации данных каротажа для решения задач общегеологических, связанных с изучением литологии, стратиграфии, тектоники, условий осадконакопления для отдельных площадей и крупных регионов; рассмотрено применение данных каротажа для решения задач нефтегазопромысловой геологии, связанных с выделением в разрезе коллекторов и продуктивных горизонтов, определением их пористости, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности. Значительное место в книге отведено вопросам обработки и интерпретации геофизических данных на вычислительных машинах.

Таблиц 14, иллюстраций 172, список литературы — 34 назв.

2-9-5
97-72

6П1.1

Рецензенты

- 1) Кафедра промысловой геофизики Ивано-Франковского института нефти и газа;
- 2) доктор техн. наук Сохратов Н. Н. (ВНИИГеофизика)

ВВЕДЕНИЕ

Комплекс работ, включающий геофизические исследования, проводимые для изучения разреза скважин и определения местоположения нефтяных и газовых пластов, контроля технического состояния и режима эксплуатации скважин, а также прострелочно-взрывные работы в скважине, получил название промышленной геофизики.

В каждой бурящейся скважине производят тщательное исследование вскрываемого ею разреза, определение последовательности и глубины залегания пластов, их литологических свойств, нефтегазоносности и водоносности. Эти данные необходимы для выявления нефтяных и газовых пластов, изучения геологического строения месторождения, оценки степени нефтегазонасыщения и коллекторских свойств пород, рациональной разработки месторождения, подсчета запасов нефти и газа.

Такое изучение разреза возможно путем отбора керна, однако это приводит к ограничению проходки и замедлению бурения. Кроме того, керн не всегда удается извлечь из нужного интервала, а при его исследовании не всегда могут быть получены исчерпывающие данные. В то же время некоторые физико-механические свойства пород (электропроводность, электрохимическую активность, радиоактивность, температуропроводность, магнитную восприимчивость, твердость, упругость и др.) можно изучать непосредственно в скважине при проведении соответствующих физических исследований разреза, т. е. определять характер проходимых пород без отбора керна или с незначительным отбором его. Эти физические исследования, заменяющие частично или полностью отбор керна, названы каротажем¹; результаты их изображаются в виде диаграмм изменения физических свойств пород вдоль скважины — каротажных диаграмм.

В зависимости от изучаемых физических свойств горных пород существуют следующие виды каротажа: электрический, радиоактивный, термический (термокартаж), магнитный, сейсмический (акустический картаж), газовый и др.

В нефтяной и газовой промышленности, где промышленная геофизика получила большое развитие, бурение скважин и эксплуатация нефтяных пластов без проведения промышленно-геофизических работ невозможны. По мере развития и совершенствования методов промышленной геофизики расширяются круг задач, решаемых геофизическими методами, детальность и достоверность получаемых результатов. Совершенствование промышленной геофизики сопровождается

¹ Название картаж происходит от французского слова *carottage*, обозначающего отбор грунтов из скважин.

непрерывным обновлением техники ведения работ, теории и методики интерпретации промыслово-геофизических данных.

На современной стадии развития промысловой геофизики в силу недостаточной разработанности методов интерпретации ряд ценных сведений по геологии и физическим свойствам пород, которые можно получить по данным интерпретации результатов каротажа, ускользает от внимания исследователя и остается нераскрытым. В связи с этим разработка и совершенствование методов интерпретации промыслово-геофизических данных является актуальной задачей.

Одним из важнейших направлений повышения эффективности интерпретации промыслово-геофизических наблюдений является комплексная интерпретация промыслово-геофизических и геологических данных, представляющих собой взаимодополняющие материалы.

По комплексу промыслово-геофизических и геологических наблюдений возможно успешное решение следующих кардинальных задач геологии нефти и газа: а) общегеологических, связанных с изучением геологического строения (литологии, стратиграфии, тектоники, условий осадконакоплений и др.) и перспектив нефтегазоносности отдельных площадей и крупных регионов; б) промыслово-геологических, цель которых — выявление в разрезе продуктивных горизонтов и количественная оценка их коллекторских свойств, нефтегазоносности и эффективной мощности.

Совместное решение общегеологических и промыслово-геологических задач является основой для детального изучения залежи, выявления закономерностей изменения емкости и характера насыщенности коллектора в пространстве. Решению этих задач посвящены многие работы.

Большое разнообразие геологических факторов и все возрастающий комплекс геофизических исследований скважин привели к созданию многочисленных эмпирических методов интерпретации наряду с теоретически обоснованными методами. Это справедливо для всех видов интерпретации промыслово-геофизических материалов и в первую очередь при решении общегеологических задач.

Исключительная ценность каротажных диаграмм для решения общегеологических задач стала очевидной с первых дней использования методов промысловой геофизики в нефтяной промышленности. Поэтому уже с начала внедрения каротажа результаты исследований использовались для уточнения литологии пластов, выявления последовательности их залегания в разрезе и оценки нефтегазоносности путем сопоставления каротажных диаграмм (корреляции). Благодаря массовости каротажных материалов, их доступности и относительной простоте обработки такое направление в использовании данных каротажа получило самое широкое применение в производственных и научных геологических и геофизических организациях.

Несмотря на столь широкое привлечение геофизических методов к решению общегеологических задач, до настоящего времени как у нас, так и за рубежом основной объем исследований проводится в области применения данных каротажа для решения промыслово-геологических задач при совершенно недостаточном внимании к общегеологическим, не менее важным задачам.

В настоящей работе сделана попытка восполнить существующий пробел.

В первой части книги изложены общие принципы и научные основы интерпретации результатов наиболее распространенных геофизических методов исследования скважин. Эти сведения даны в объеме, необходимом для обоснования формы кривых, получаемых различными методами, для выделения границ пла-

стов, выбора размеров установок и применимости методов для различных гео-геофизических условий¹.

Эти сведения являются также исходными для чтения разделов, посвященных вопросам интерпретации комплекса промыслово-геофизических и геологических данных.

Во второй части книги описаны методы интерпретации данных комплекса промыслово-геофизических и геологических исследований для решения общегеологических задач при изучении нефтегазоносных толщ.

Третья часть книги посвящена применению данных каротажа для решения задач нефтегазопромысловой геологии. К числу этих задач относятся: выделение в разрезе коллекторов и нефтегазоносных пластов и оценка их коллекторских свойств и насыщенности.

Наряду с методами ручной интерпретации изложены методы интерпретации результатов геофизических исследований скважин с использованием электронных вычислительных машин. Раздел машинной интерпретации написан в соавторстве с кандидатом геолого-минералогических наук В. Н. Колесниковым. Автоматизация обработки и интерпретации геофизической информации является в настоящее время основной базой для разработки новых и совершенствования известных методов интерпретации и для повышения эффективности геолого-геофизических исследований при изучении нефтегазоносных толщ.

При изложении всех разделов книги был учтен опыт работ, накопленный в Советском Союзе и за рубежом.

Автор выражает глубокую благодарность доктору технических наук Н. Н. Сохранову, доктору геолого-минералогических наук, профессору А. П. Булмасову и кандидату геолого-минералогических наук, доценту Н. М. Свихпушину за ценные советы и важные замечания при рецензировании рукописи, а также кандидату технических наук доценту Л. Р. Стоцкому за полезную консультацию по использованию единиц физических величин.

Автор весьма благодарен также старшему инженеру А. И. Соловьевой за большую помощь, оказанную ею при сборе материалов и оформлении рукописи.

Критические замечания читателей автор просит направлять в адрес кафедры промысловой и разведочной геофизики Грозненского нефтяного института: г. Грозный, площадь Орджоникидзе, 100, или в адрес издательства «Недра»: Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

¹ Под геолого-геофизическими условиями обычно понимают совокупность геологических и геофизических свойств разреза, определяющих эффективность его изучения по данным каротажа.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Геофизические исследования разрезов скважин, называемые промыслово-геофизическими или каротажными исследованиями, заключаются в проведении измерений, характеризующих изменение физических свойств горных пород, а также естественных или искусственно созданных физических полей по стволу скважины.

Глава I

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Электрический каротаж представлен в основном двумя модификациями: методом самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных, собственных потенциалов) и методом сопротивления. Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения по скважине естественных потенциалов (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС) пород, с целью изучения геологического разреза скважины. Результаты измерений изображаются в виде кривых изменения параметров ПС и КС вдоль ствола скважины (рис. 1).

§ 1. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

Промыслово-геофизические исследования проводятся в скважинах, заполненных буровым раствором, в качестве которого применяется глинистый раствор или вода, обычно загрязненная частицами разрушаемой породы. В отдельных случаях бурение скважин ведется с применением бурового раствора, приготовленного на нефтяной основе, или в сухих скважинах — с продувкой воздухом.

На результаты измерений в скважине оказывают влияние горные породы, окружающие ствол скважины, и буровой раствор, заполняющий скважину, физические свойства которых различны. Из-за воздействия на стенки скважины бурового раствора в ряде случаев наблюдается отклонение фактического диаметра скважины от номинального.

При бурении скважины гидростатическое давление промывочной жидкости обычно превышает пластовое давление, что вызывает проникновение раствора в проницаемые пласты. При этом глинистые частицы, оседая на стенке скважины, образуют глинистую корку, а жидкая фаза (фильтрат бурового раствора) проникает в пласт.

Фильтрат бурового раствора, проникая в глубь пласта, замещает полностью или частично жидкость или газ, насыщающие поры пласта. В результате физические свойства проницаемого пласта, в том числе его удельное сопротивление,

вблизи стенок скважины могут существенно отличаться от свойств неизмененного пласта.

Для правильной интерпретации каротажных диаграмм, полученных любым из геофизических методов, необходимо учитывать изменение диаметра скважины, а также физические свойства бурового раствора и зоны проникновения фильтра бурового раствора в пласт.

Диаметр скважины d_c . На основании многочисленных измерений диаметра скважин каверномером известно, что фактический диаметр скважины d_c часто отличается от номинального d_n , соответствующего размеру долота, которым скважина бурилась.

Против пластов глин и пород, содержащих глинистый материал (мергелей и глинистых известняков), наблюдается увеличение диаметра скважины (образование каверн). Разрыв глинистых пород происходит вследствие тонкодисперсности глинистых частиц, которые в процессе гидратации и катионного обмена размокают и в виде суспензии уносятся буровым раствором, циркулирующим в скважине. Интенсивность разрушения глин зависит от их физических свойств. Монтмориллоновые тонкодисперсные коллоидальные глины разрушаются более интенсивно, чем каолиновые глины. Песчаные, известковые и грубодисперсные глины разрушаются медленнее. В связи с этим диаметр скважины в глинах изменяется неравномерно.

При применении буровых растворов, изготовленных на соленой воде, наблюдается замедление в образовании каверн, так как при концентрированных растворах уменьшается гидратация глинистых частиц, а при некоторых условиях происходит обратный процесс — обезвоживание влажных глин. При использовании нефти в качестве промывочной жидкости каверны не образуются.

Увеличение диаметра скважины против пластов соли и в меньшей мере против ангидрита и гипса связано с растворением этих пород водой глинистого раствора. Крепкие породы (плотные песчаники, известняки, доломиты и др.), не содержащие глинистого материала или содержащие его в небольшом количестве, характеризуются устойчивостью, и фактический диаметр против них обычно совпадает с номинальным ($d_c = d_n$).

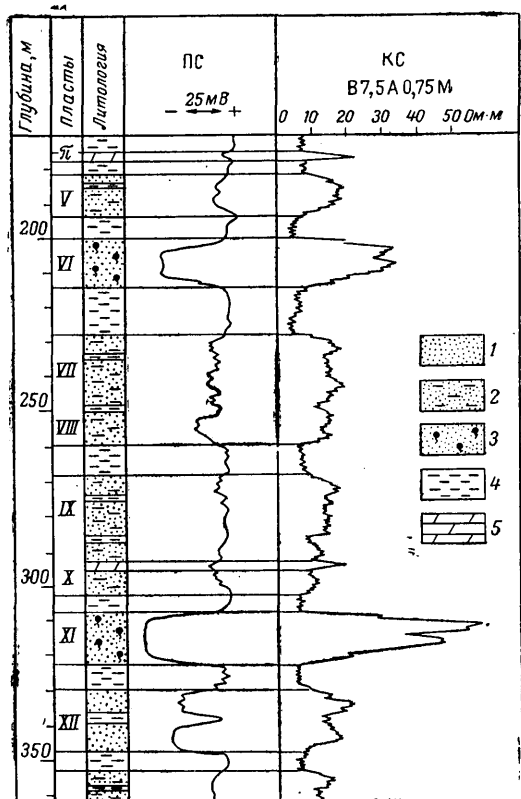


Рис. 1. Пример кривых электрического каротажа (кривой сопротивления и кривой ПС) песчано-глинистых отложений ($\rho_p = 2,73 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $d_c = 0,3 \text{ м}$).

1 — пески и слабо сцементированные песчаники водоносные; 2 — глинистые пески и песчаники слабо сцементированные; 3 — пески и песчаники нефтеносные; 4 — глины; 5 — мергели

§11 Увеличение диаметра скважины наблюдается в ряде случаев против трещиноватых пород в результате ослабления их механической прочности в процессе бурения.

Проникновение фильтрата бурового раствора. В разрезах нефтяных скважин наибольший интерес представляют пористые проницаемые пласты (коллекторы), способные пропускать жидкость при практически наблюдаемых перепадах давления.

В результате фильтрации воды раствора в пласт происходят образование глинистой корки и уменьшение вследствие этого диаметра скважины. При этом толщина глинистой корки зависит от качества раствора. Коллоидальные глинистые растворы образуют тонкую, хорошо уплотненную корку. Глинистые растворы низкого качества способствуют образованию толстых рыхлых корок, водоотдача через которые не прекращается, на стенках же скважины образуются липкие наросты, заметно сужающие диаметр скважины.

На практике толщина глинистой корки изменяется от долей сантиметра до 4 см и более.

Пористость и проницаемость глинистой корки зависят от разности между гидростатическим и пластовым давлениями и минерализации бурового раствора. С увеличением разности давлений пористость и проницаемость глинистой корки резко снижаются, но уже при разности давлений около 0,5 МПа они асимптотически приближаются к некоторым предельным значениям. Лабораторными исследованиями также установлено, что с увеличением содержания NaCl происходит объединение глинистых частиц, содержащихся в растворе, что вызывает уменьшение их удельной поверхности и увеличение пористости и проницаемости. Суммарное количество фильтрата бурового раствора, проходящего через глинистую корку, при прочих равных условиях, прямо пропорциональна квадратному корню из времени фильтрации.

Часть проницаемого пласта, в которую проник фильтрат бурового раствора, называют зоной проникновения. В этой зоне фильтрат бурового раствора смешан с пластовой водой и удельное сопротивление зоны изменяется в радиальном направлении. Однако условно зону проникновения считают концентрическим слоем с диаметром D и постоянным сопротивлением $r_{зп}$. Диаметр зоны проникновения D (эффективный диаметр) принимается из расчета, что его влияние на результаты измерений в неоднородной зоне проникновения эквивалентно фактическому диаметру проникновения.

На рис. 2 и 3 приведены схемы строения зон проникновения в однородных песчаных пластах, заполненных водой и нефтью. Глубина зоны проникновения раствора в проницаемых пластах зависит от проницаемости и пористости глинистой корки и пласта, от разности между гидростатическим и пластовым давлениями, а также от времени, истекшего после вскрытия пласта (времени фильтрации). Наибольшая глубина проникновения наблюдается в проницаемых, но малопористых пластах: известняках, доломитах, сцементированных алевролитах и песчаниках. Породы с большим объемом пор обладают меньшей глубиной проникновения фильтрата раствора в пласт. Скорость перемещения фронта зоны проникновения в высокопористом пласте может со временем настолько снизиться, что станет меньше скорости диффузии ионов растворенных в пластовой воде солей в зону проникновения. 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 удельного веса. В результате высокоминерализованная пластовая вода может

сохраниться в пижней части пласта, вытесняя более пресный и легкий фильтрат бурового раствора в верхнюю часть. По той же причине в нефтегазонасном пласте фильтрат распределится между нефтью и высокоминерализованной пластовой водой.

Рассмотрим изменение удельного сопротивления пласта для различных случаев проникновения раствора.

1. Проникновение фильтрата раствора в пласт приводит к снижению удельного сопротивления. Это проникновение принято сокращенно называть **п о н ж а ю щ и м**

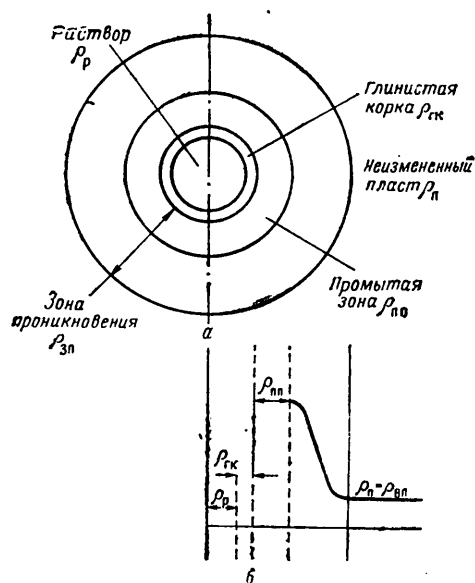


Рис. 2. Схема проникновения фильтрата бурового раствора в водоносный пласт.

а — схема строения зоны проникновения в плоскости, перпендикулярной к оси скважины; б — схема изменения сопротивлений в зоне проникновения

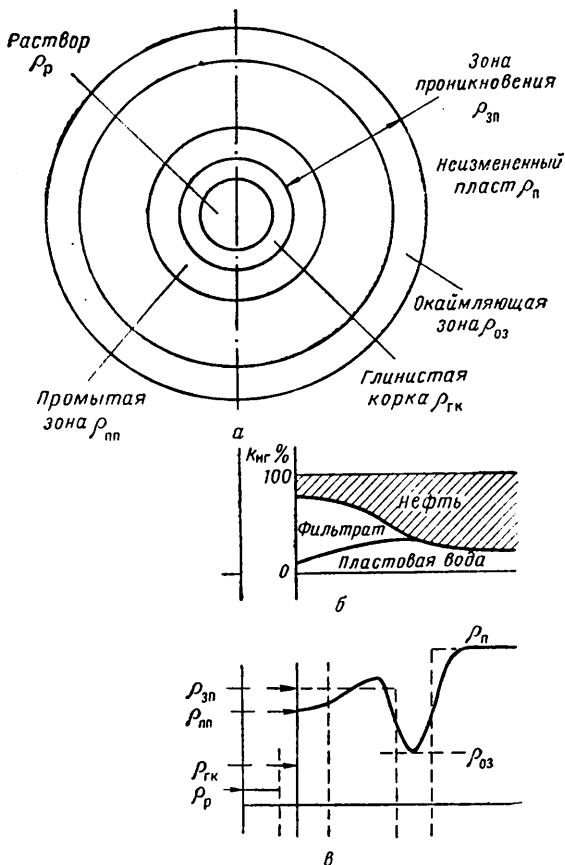


Рис. 3. Схема проникновения фильтрата бурового раствора в нефтеносный пласт.

а — схема строения зоны проникновения в плоскости, перпендикулярной к оси скважины; б — схема распределения фильтрата раствора и пластовой воды в нефтеносном пласте в направлении от оси скважины в глубь пласта; в — схема изменения сопротивлений в том же направлении

проникновением раствора, когда сопротивление фильтрата раствора меньше, чем сопротивление воды, насыщающей поры породы, либо при проникновении фильтрата в нефтегазонасыщенные пласты вследствие вытеснения нефти и газа фильтратом раствора.

2. Проникновение раствора в пласт вызывает повышение его удельного сопротивления. Это проникновение называют **п о в ы ш а ю щ и м** **п р о н и к н о в е н и е м** **р а с т в о р а**, когда наблюдается проникновение пресного раствора в водоносные проницаемые пласты, насыщенные более минерализованной водой.

Если насыщенность пласта водой соответствует количеству остаточной воды, фильтрат бурового раствора не способен вытеснить пластовую воду. Однако и в этом случае со временем в результате диффузии происходит смешение пластовой воды и фильтрата. Полученная смесь будет вытеснена 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 $\rho_{пп}$ водоносного пласта определяется обычно сопротивлением фильтрата раствора и пористостью пласта. С увеличением расстояния от стенки скважины объем фильтрата в единице объема породы постепенно уменьшается и сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ водоносного пласта снижается, достигая сопротивления неизменной части пласта $\rho_{вп}$.

В промытой зоне нефтеносного пласта (см. рис. 3) происходит замещение пластовой воды и нефти фильтратом бурового раствора, но в тонких порах и типах коллектора нефть частично сохраняется. Принято считать, что в промытой зоне содержится 15—25% остаточной нефти. В глинистых коллекторах, а также при большой вязкости нефти остаточная нефтенасыщенность достигает 30% и более. В газоносных пластах остаточная газонасыщенность всегда больше остаточной нефтенасыщенности даже для очень вязких нефтей. Остаточную газонасыщенность принято считать равной 30%.

При удалении от стенок скважины фильтрат бурового раствора в зоне проникновения смешивается все с большими порциями пластовой воды и нефти.

На процесс проникновения фильтрата бурового раствора в нефтегазоносный пласт, представленный гидрофильными породами, большое влияние оказывают относительная проницаемость пород и начальное распределение флюидов.

В связи с более высокой фазовой проницаемостью нефти в нефтеносном пласте сравнительно с фазовой проницаемостью воды у внешней границы зоны проникновения фильтрата может образоваться зона фронтального вытеснения жидкости, так называемая окаймляющая зона, с повышенным содержанием воды, приближающейся по минерализации к пластовой. Сопротивление этой зоны $\rho_{оз}$ значительно ниже $\rho_{зп}$.

Образование окаймляющей зоны возможно, если насыщенность пластовой водой несколько превышает остаточную и в пласте имеется подвижная соленая вода. При значительной водонасыщенности пласта зона соленой воды перед фронтом движущегося фильтрата бурового раствора не образуется и окаймляющая зона не возникает.

Итак, образование окаймляющей зоны в гидрофильных породах не может служить признаком, характеризующим нефтеносность пласта. Наличие окаймляющей зоны 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 раствора в пласт справедлива для чистых (содержание глинистого материала менее 5% по массе) песчаных пластов. В глинистых песчаных коллекторах зона проникновения более сложная. В результате взаимодействия фильтрата бурового раствора с глинистыми частицами пористой проницаемой породы образуется зона пониженной проницаемости, препятствующая движению нефти и газа к скважине.

§ 2. МЕТОД ЕСТЕСТВЕННЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ (ПС)

В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникает электрическое поле естественных потенциалов $U_{\text{ПС}}$.

Измерение потенциала естественного поля $U_{\text{ПС}}$ сводится к замеру разности естественных потенциалов между электродом M , перемещаемым по скважине, и электродом N , находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 4). Потенциал электрода N практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами M и N равна

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

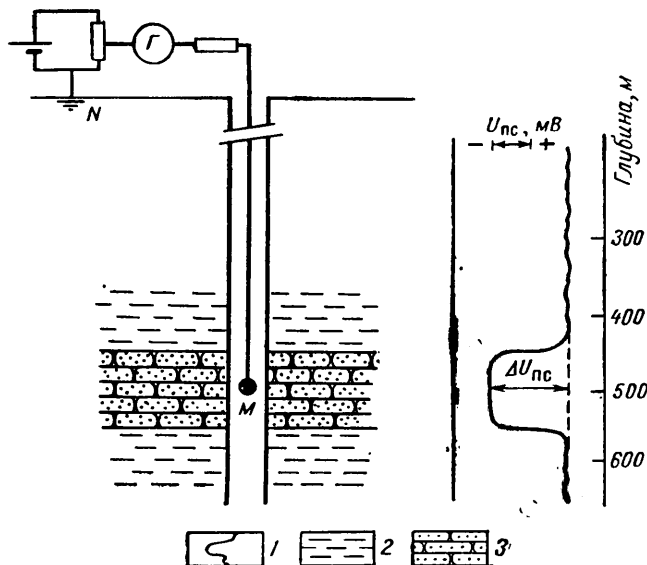


Рис. 4. Принципиальная схема измерения ПС.

1 — кривая ПС; 2 — глина; 3 — песчаник; Г — регистрирующий прибор

Кривая естественных потенциалов $U_{\text{ПС}}$ (сокращенно кривая ПС) обычно записывается одновременно с кривой сопротивления, или с другими, например с кривой акустического каротажа и т. п. Результаты измерений изображаются в виде кривой ПС, показывающей изменение величины потенциала электрического поля у электрода M с глубиной. Точка записи $\Delta U_{\text{ПС}}$ относится к электроду M . Разность потенциалов ПС измеряется в милливольты (мВ).

Помимо естественной разности потенциалов ПС, между электродами M и N существует и некоторая дополнительная разность потенциалов, называемая электродной. Она обусловлена неоднородностью электродов M и N и растворов, в которые они погружены. При погружении электрода в раствор атомы металла электрода переходят в раствор в виде катионов. Избыточные электроны атомов металла, перешедших в раствор, остаются на электроде (вдоль поверхности металла образуется двойной электрический слой из электронов и ионов) и сообщают ему отрицательный потенциал; возникает разность потенциалов между электродом и раствором — электродная разность потенциалов.

Электродная разность потенциалов при замере ПС исключается (компенсируется) путем введения в измерительную цепь разности потенциалов, противоположной по знаку электродной разности потенциалов и равной либо близкой ей по величине. При компенсации предусмотрена возможность изменения полярности разности потенциалов, подаваемой от элемента в измерительную цепь.

Электродвижущая сила естественного поля ПС в скважинах, пробуренных на нефть и газ, обусловлена главным образом явлениями диффузии (диффузионно-адсорбционные потенциалы) и частично явлениями фильтрации (фильтрационные потенциалы). Изучение природы диффузионно-адсорбционных и фильтрационных потенциалов представляет наибольший интерес для интерпретации диаграммы ПС. Происхождение этих потенциалов рассмотрено на лабораторных моделях и в скважине.

Диффузионно-адсорбционные потенциалы

Диффузия. При растворении какого-либо вещества в жидком растворителе молекулы растворяемого вещества (все или частично) диссоциируют на положительные и отрицательные ионы. При этом ионы металлов и водорода всегда имеют положительный, а кислотные и водные остатки — отрицательный заряды: например, $\text{NaCl} \rightarrow \text{Na}^+ + \text{Cl}^-$.

Диссоциация молекул растворяемого вещества обусловлена воздействием на них молекул растворителя и происходит независимо от наличия электрического тока. Действие тока на раствор заключается лишь в перемещении ионов к электродам, где они разряжаются. На контакте двух электролитов разной концентрации возникают диффузионные разности потенциалов (рис. 5), электродвижущие силы (э. д. с.) которых определяются уравнением В. Нернста

$$E_{\text{д.д.}} = \frac{RT}{F} \frac{n_{\text{к}}u - n_{\text{а}}v}{n_{\text{к}}z_{\text{к}}u + n_{\text{а}}z_{\text{а}}v} \ln \frac{C_1}{C_2}. \quad (1)$$

Здесь R — универсальная газовая постоянная, равная 8,314 дж/(моль · К);

F — число Фарадея, приблизительно равное 96 500 Кл/моль; T — абсолютная температура в кельвинах; $T = t + 273^\circ$ (t — температура раствора в $^\circ\text{C}$); $n_{\text{к}}$, $n_{\text{а}}$ — количество катионов и анионов, на которое диссоциирует одна молекула электролита; $z_{\text{к}}$, $z_{\text{а}}$ — валентность катиона и аниона; u , v — электролитические подвижности катиона и аниона в $\text{См} \cdot \text{см}^2/\text{моль}$; C_1 , C_2 — концентрация электролита в растворе 1 и растворе 2 в моль/л; $E_{\text{д.д.}}$ — э. д. с. диффузии в В (в данном соотношении концентраций электролитов определяет потенциал раствора 2 по отношению к потенциалу раствора 1).

Из формулы (1) следует, что обязательными условиями возникновения диффузионной э. д. с. являются различия в подвижностях катиона и аниона и в концентрациях растворов. При $n_{\text{к}}u = n_{\text{а}}v$ или $C_1 = C_2$ диффузионная э. д. с. отсутствует.

В растворе NaCl подвижность иона Cl^- примерно в 1,5 раза больше подвижности иона Na^+ .

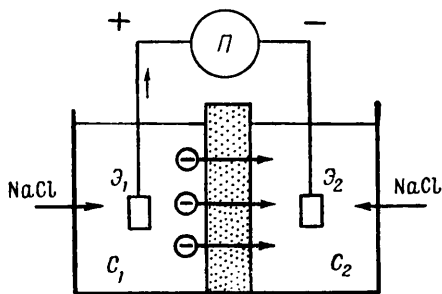


Рис. 5. Схема возникновения диффузионных потенциалов на контакте двух электролитов.

C_1 и C_2 — концентрации растворов хлористого натрия ($C_1 > C_2$); Π — измерительный прибор; $\mathcal{E}_1$ и $\mathcal{E}_2$ — электроды

Подвижности ионов — величины, пропорциональные их скоростям и представляющие собой произведение последних на число Фарадея (96 500 Кл/моль). По данным о подвижности ионов (табл. 1) можно рассчитать абсолютную скорость ионов в растворителе под действием электрического поля в 1 В на 1 см. Для этого подвижность делят на число Фарадея. Например, абсолютная скорость для Na^+ при 18° С равняется $43,3/96\,500 = 0,000456$ см/с.

Т а б л и ц а 1

Ион	Подвижность ионов в воде при бесконечном разбавлении, См·см²/моль					Δ, % на 1° С
	Т, °С					
	0	18	25	50	100	
H ⁺	240,0	315,0	350,0	465,0	644,0	1,54
K ⁺	40,4	64,5	73,5	115,0	206,0	2,17
Na ⁺	27,0	43,3	50,11	82,5	154,0	2,44
Cl ⁻	41,1	65,2	76,3	116,0	207,0	2,16
CH ⁻	105,0	174,0	198,0	284,0	439,0	1,8
$\frac{1}{2}\text{SO}_4^{--}$	41,0	68,5	80,0	125,0	234,0	2,27

П р и м е ч а н и е. Δ — температурный коэффициент подвижности ионов.

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

$$E_d = \frac{RT}{F} \frac{u-v}{u+v} \ln \frac{C_1}{C_2}. \quad (2)$$

Подставляя в формулу (2) значения R , F и $T = 291^\circ \text{ К}$ ($t = 18^\circ \text{ С}$), заменяя натуральный логарифм десятичным и выражая э. д. с. в милливольтгах, получаем

$$E_d = 58 \frac{u-v}{u+v} \lg \frac{C_1}{C_2}$$

или

$$E_d = 58 (N_k - N_a) \lg \frac{C_1}{C_2}, \quad (3)$$

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

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

$$E_d = K_d \lg \frac{C_1}{C_2}. \quad (4)$$

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 (2)—(4) вместо концентраций C целесообразно пользоваться активными концентрациями $a = fC$ (f — коэффициент активности растворов).

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

При этом формула (4) запишется в виде

$$E_d = K_d \lg \frac{a_1}{a_2}. \quad (5)$$

Отношение a_1/a_2 в значительных пределах изменения минерализации растворов можно без существенной ошибки заменить обратным отношением удельных сопротивлений растворов ρ_1 и ρ_2 , и тогда

$$E_d = K_d \lg \rho_2/\rho_1. \quad (6)$$

Величина K_d для NaCl в среднем принимается равной 11,6 мВ. Тогда величина E_d при непосредственном контакте двух сильно разбавленных растворов хлористого натрия будет $E_d = -11,6 \lg a_1/a_2$ или $E_d = -11,6 \lg \rho_2/\rho_1$.

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

Значения диффузионного потенциала для растворов NaCl различной концентрации, вычисленные по формуле (6) при 18°C , приведены в табл. 2.

Т а б л и ц а 2

C_2	C_1			Коэффициент активности f
	1н	0,1н	0,01н	
1*н	—	—	—	0,65
0,1н	-10,7 **	—	—	0,80
0,01н	-21,8	-11,1	—	0,92
0,001 н	-33,1	-22,5	-11,3	1,00

* Нормальная концентрация (нормальность) раствора выражается количеством растворенного вещества в 1 л раствора в молях.

** Знак минус означает, что электрод, находящийся в менее концентрированном растворе, имеет отрицательный знак по сравнению с электродом, расположенным в более концентрированном растворе.

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

Величина диффузионного потенциала E_d для различных растворов солей различна. В частности, для растворов хлористого калия вследствие почти одинаковой подвижности ионов хлора и калия диффузионный потенциал будет близок к нулю.

Диффузионно-адсорбционная (мембранная) э. д. с. Если два раствора различной концентрации разделить тонкопористой перегородкой — мембраной, то через нее будет происходить диффузия солей и возникнет мембранная, или диффузионно-адсорбционная, э. д. с. $E_{да}$ (рис. 6).

Лабораторными работами установлено, что мембранные э. д. с. отличаются по величине и знаку от диффузионных э. д. с., полученных для одних и тех же растворов.

Диффузионно-адсорбционные э. д. с. для двух растворов одной и той же соли различной концентрации изменяются от величины диффузионной э. д. с. до предельных значений, определяемых формулой

$$E_{\text{да}} = \frac{RT}{zF} \ln \frac{C_1}{C_2}, \quad (7)$$

где z — валентность электролита.

Уравнение (7) получаем из уравнения (1) при допущении, что анионы неподвижны ($v = 0$), валентности катиона и аниона равны ($z_{\text{к}} = z_{\text{а}}$).

Если в выражении (3) принять $N_{\text{к}} = 1$, $N_{\text{а}} = 0$, то в пределе

$$E_{\text{да}} = 58 \lg \frac{C_1}{C_2}. \quad (8)$$

По аналогии с формулой (5) диффузионно-адсорбционный потенциал принято выражать следующим образом:

$$\begin{aligned} E_{\text{да}} &= K_{\text{да}} \lg a_1/a_2 \\ E_{\text{да}} &= K_{\text{да}} \lg \rho_2/\rho_1, \end{aligned} \quad (9)$$

или

где $K_{\text{да}}$ — коэффициент, характеризующий величину диффузионно-адсорбционного потенциала.

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

При применении глины в качестве мембраны для растворов хлористого натрия более концентрированный раствор заряжен отрицательно (полярность противоположна той, которая наблюдается при непосредственном контакте раствора) и величина диффузионно-адсорбционного потенциала значительно больше величины диффузионного потенциала при непосредственном контакте растворов.

Коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала $K_{\text{да}}$ для мембраны из глины достигает +45 мВ.

Для объяснения перемены знака потенциала в случае разделения растворов тонкопористой перегородкой были предложены различные гипотезы. Согласно гипотезе И. И. Жукова, предложенной в 1943 г. [4], основная причина изменения величин и знака диффузионной э. д. с. заключается в изменении чисел переноса в поровых каналах капиллярных систем, вызванном влиянием двойного электрического слоя. Этот слой возникает на границе раздела различных фаз, в частности на поверхности твердой частицы при контакте ее с водным раствором электролита, и является электрически нейтральной системой.

По данным электрохимии, объем капилляра пористой системы, заполненного водным раствором электролита, может быть разделен на несколько характерных частей (рис. 7).

1. Объем заполнен адсорбированными анионами и катионами — адсорбционный слой. Подвижность этих ионов или очень мала или равна нулю, поскольку они входят в состав твердой фазы стенок капилляра. Поверхность твердой фазы для большинства горных пород (алюмосиликаты, различные формы

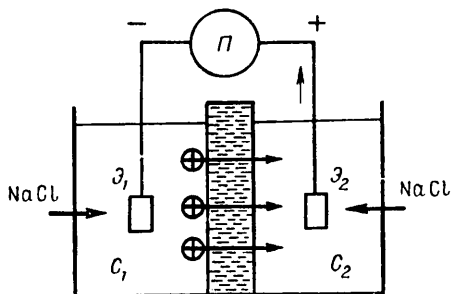


Рис. 6. Схема возникновения диффузионно-адсорбционных (мембранных) э. д. с., если два раствора различной концентрации разделены тонкопористой (глинистой) перегородкой.

C_1 , C_2 — концентрации растворов хлористого натрия ($C_1 > C_2$); $\mathcal{E}_1$ и $\mathcal{E}_2$ — электроды; Π — измерительный прибор

SiO_2 , осадочные разности кальцита) заряжена отрицательно и составляет внутреннюю обкладку двойного слоя.

2. Объем соответствует диффузному слою Гуи. В этой части внешней обкладки двойного слоя катионы и анионы обладают некоторой подвижностью, значительно меньшей подвижности таких же ионов в свободном растворе. При отрицательном заряде поверхности твердой фазы концентрация катионов в диффузном слое убывает в направлении от поверхности к свободному раствору, а концентрация анионов возрастает. Однако в целом количество катионов в объеме диффузного слоя значительно превышает количество анионов.

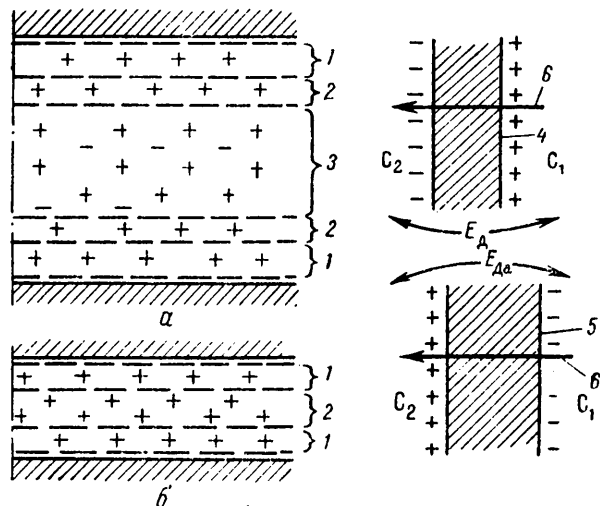


Рис. 7. Схема переноса ионов в широком (а) и узком (б) капиллярах (по И. И. Жукову и О. Н. Григорову).

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

ную роль при переносе ионов вследствие диффузии или при прохождении электрического тока будут играть ионы свободного раствора. Следовательно, числа переноса ионов в широком капилляре будут мало отличаться от чисел переноса в свободном растворе. В узком капилляре (см. рис. 7, б), радиус которого несколько превышает толщину двойного слоя или равен ей, большая часть объема или весь объем капилляра занят диффузным слоем с преобладающим содержанием подвижных катионов. Это обуславливает резкое изменение чисел переноса в узких капиллярах в сторону катионов.

На основании изложенного сделан вывод, что главным фактором возникновения диффузионно-адсорбционной э. д. с., отличной от диффузионной (в соответствии с гипотезой И. И. Жукова), является участие в диффузии подвижных ионов двойного слоя.

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

Электропроводность, диэлектрическая проницаемость, вязкость и другие физические свойства двойного слоя существенно отличаются от таких же свойств свободного раствора.

Поэтому физические свойства горных пород зависят от соотношения в порах объемов, занимаемых свободным раствором и двойным слоем.

Толщина диффузионного слоя (толщина двойного слоя) уменьшается с ростом концентрации раствора при понижении температуры и с переходом к ионам более высокой валентности. В тонких капиллярах (при радиусе меньше 5 нм) толщина двойного слоя приближается к диаметру катионов двойного слоя [4].

В качестве параметра, характеризующего количественно диффузионно-адсорбционную активность породы, В. Н. Дахнов предложил считать коэффициент диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$.

По В. Н. Дахнову и В. Н. Кобрановой [4], диффузионно-адсорбционная активность может быть определена выражением

$$A_{да} = \frac{E_{да} - E_d}{\lg \frac{C_1}{C_2}}, \quad (10)$$

где $E_{да}$ и E_d — значения э. д. с., измеренные с одной и той же парой растворов, имеющих концентрации C_1 и C_2 .

Таким образом, под диффузионно-адсорбционной активностью породы следует понимать способность вызывать превышение э. д. с. диффузионно-адсорбционного происхождения $E_{да}$ над диффузионной э. д. с. E_d для одной и той же пары растворов.

Из выражения (10) легко найти величину диффузионно-адсорбционной активности

$$A_{да} = K_{да} - K_d, \quad (11)$$

определяемую как разность коэффициентов диффузионно-адсорбционной э. д. с. $K_{да}$ образца (мембрана) и диффузионной э. д. с. K_d для данной пары растворов¹. Величина $A_{да}$ является функцией концентраций C_1 и C_2 .

На основании лабораторных исследований, выполненных Б. Ю. Вендельштейном [4], была установлена достаточно тесная связь между величиной диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ и приведенной емкостью поглощения q_n (ионной емкостью породы)². Параметр q_n характеризует адсорбционную способность породы, концентрацию ионов двойного слоя в объеме пород и является главным фактором, определяющим величину $A_{да}$ в терригенных породах. Величина $A_{да}$ зависит также от концентрации и значений pH растворов.

Установлено, что при прочих неизменных условиях увеличение концентрации приводит к уменьшению диффузионно-адсорбционной активности. Увеличение диффузионно-адсорбционной активности наблюдается при $pH < 7$, уменьшение — при $pH > 7$. Это объясняется тем, что подвижность катионов H^+ в 7—10 раз больше подвижности катионов Na^+ и Ca^{++} .

Измерения с мембранами из различных терригенных пород показали, что диффузионно-адсорбционный потенциал тем больше отличается от потенциала непосредственного контакта растворов, чем больше содержание глинистого материала в породе. Наличие в породе высокодисперсного материала, в особенности с размером частиц менее 1 мкм, является основной причиной различия величин $E_{да}$ и E_d . Грубозернистые породы (пески, пористые песчаники) при диффузии не оказывают влияния на движение ионов, т. е. обладают нулевыми значениями диффузионно-адсорбционной активности.

¹ При концентрации раствора NaCl, равной 0,4 и 0,04 н, величина $K_d \approx 10$ мВ.

² q_n — приведенная емкость поглощения, которая определяется числом поглощенных катионов на 1 см³ объема породы (q_n — ммоль/см³).

Для мембран из чистых (неглинистых) известняков и доломитов отмечается несущественное изменение величин диффузионного потенциала, даже если они малопористы. При наличии же в растворах примесей ионов OH^- , Ca^{++} , Mg^{++} карбонатные неглинистые породы обнаруживают отрицательную активность¹.

Диффузионно-адсорбционные потенциалы в скважине

Вскрываемые в процессе бурения пласты соприкасаются с глинистым раствором. Пластовые воды и глинистый раствор, содержащие в основном соли хлористого натрия, имеют обычно различную минерализацию. Вследствие явлений диффузии на границах скважины с породами и между породами с различной литологией образуются двойные электрические слои, вызывающие возникновение естественного электрического поля. Двойные электрические слои могут образовываться в результате диффузии, фильтрации и окислительно-восстановительных процессов². Однако главная роль принадлежит процессам диффузии.

Если допустить, что электрическое поле в скважине имеет только диффузионное происхождение, то для случая, когда минерализация воды песчаного пласта C_v больше минерализации глинистого раствора C_p ($C_v > C_p$) или (если выразить минерализацию растворов через их сопротивления) $\rho_v < \rho_p$, справедливо схематическое распределение электрического поля (зарядов) в скважине, представленное на рис. 8. При распределении двойных слоев согласно схеме имеется в виду, что песчаный пласт, так же как частицы глины в глинистом растворе и образовавшаяся в процессе бурения глинистая корочка, не оказывает влияния на процесс диффузии и на движение ионов. Поэтому диффузия ионов на контакте песчаный пласт — глинистый раствор происходит так же, как при непосредственном контакте двух растворов хлористого натрия различной концентрации, т. е. раствор с пониженной концентрацией заряжается отрицательно. В нашем примере раствор приобретает отрицательный заряд, а пласт — положительный.

Э. д. с. на границе песчаного и глинистого пласта (который можно рассматривать как мембрану между пластовой водой и буровым раствором) возникнут даже при наличии одинаковой минерализации вод в глинистом и песчаном пластах вследствие различия адсорбционных свойств контактирующих сред.

На рис. 8, а схематически показано направление токовых линий, возникающих под влиянием диффузионно-адсорбционных потенциалов. Эти линии представляют собой кривые, которые замыкаются у места пересечения стенок скважины с границей пласта, где плотность тока наибольшая. Известно, что уменьшение потенциала происходит в направлении движения тока и в местах максимальной его плотности наблюдается наибольшее изменение потенциала.

¹ Пластовые воды карбонатных пород обладают наиболее высокими по сравнению с другими осадочными породами значениями рН (до 10—12). Наличие в растворах солей MgCl_2 и CaCl_2 также вызывает снижение диффузионно-адсорбционной активности пород.

² Окислительно-восстановительные э. д. с. обусловлены различными химическими и электрохимическими реакциями и возникают в результате окислительно-восстановительных процессов, протекающих 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 приобретением их (восстановление).

В разрезах нефтяных скважин окислительно-восстановительные э. д. с. не имеют сколько-нибудь заметного распространения и для изучения таких разрезов малоперспективны.

Диффузионно-адсорбционный потенциал, выраженный формулой (9), в данном случае будет равен $E_{да} = K_{да} \lg \rho_p / \rho_a$.

Величина потенциала диффузии непосредственного контакта песчаного пласта с раствором согласно формуле (6) будет $E_d = K_d \lg \rho_p / \rho_v$.

Следовательно,

$$E_{ПС} = E_d - E_{да}^* = (K_d - K_{да}) \lg \rho_p / \rho_v = -K_{ПС} \lg \rho_f^{**} / \rho_v, \quad (12)$$

где $K_{ПС} = K_{да} - K_d$ — коэффициент статической аномалии ПС или общий коэффициент диффузионно-адсорбционной э. д. с. ПС.

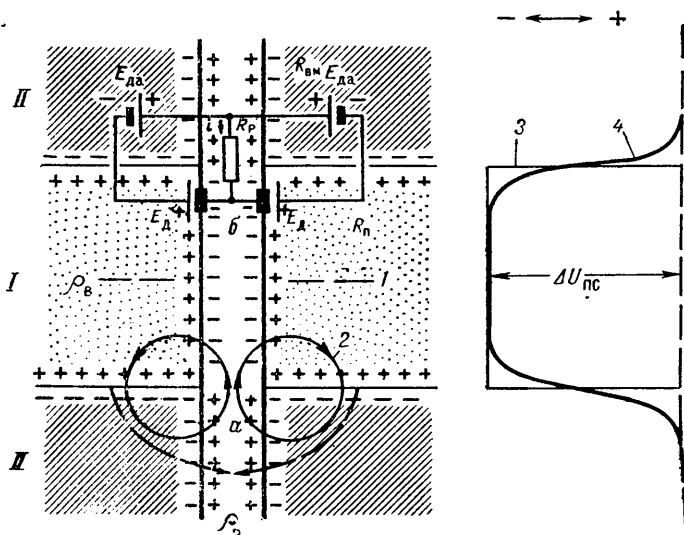


Рис. 8. Образование диффузионно-адсорбционных потенциалов на контакте песчаного I и глинистого II пластов (а) и его эквивалентная схема в тождественных условиях (б).

1 — направление диффузии солей; 2 — токовые линии; 3 — график статических потенциалов ПС; 4 — график фактических потенциалов ПС по оси скважины. $\rho_v < \rho_p$

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, является в этом случае статической амплитудой диффузионно-адсорбционного потенциала для чистого песчаного пласта (см. рис. 8, кривая 3).

В скважинных условиях изменение потенциала естественного поля по стволу скважины происходит не скачками на границах пластов, а плавно. Величина разности потенциалов определяется произведением силы тока на сопротивление участка цепи. Поэтому измерения потенциалов, полученных против песчаного

* Знак минус перед мембранным потенциалом взят в связи с тем, что в контуре токовой линии ПС он включен в обратном направлении по отношению к диффузионному потенциалу непосредственного контакта.

** В пластах, пересеченных скважиной, в контакт с пластовой водой вступает не глинистый раствор, а его фильтрат. Определение сопротивления фильтрата раствора ρ_f по данным сопротивления ρ_p дано в § 3.

пласта или на границе песчаного пласта и глины, будут различны (см. рис. 8, кривая 4).

Согласно формуле (12) аномалия естественных потенциалов ПС против песчаного пласта имеет отрицательный знак, если глинистый раствор менее минерализован, чем пластовая вода (прямое ПС), и положительный знак, если глинистый раствор окажется более минерализованным, чем пластовая вода (обратное ПС).

На рис. 8, б дана эквивалентная схема электрического поля ПС в скважине. Согласно этой схеме пласт песчаника, залегающий среди глин и пересеченный скважиной, рассматривается как электрохимическая ячейка. Линейные сопротивления $R_{\text{вм}}$, $R_{\text{п}}$ и $R_{\text{р}}$ соответственно эквивалентны сопротивлениям вмещающих пород (глин) пласта (песчаника) и столба раствора в скважине. Электродвижущая сила естественного потенциала в скважине будет

$$E_{\text{ПС}} = i(R_{\text{вм}} + R_{\text{п}} + R_{\text{р}}). \quad (13)$$

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

$$\Delta U_{\text{ПС}} = E_{\text{ПС}} - i(R_{\text{п}} + R_{\text{вм}}). \quad (14)$$

Как видно из формул (13) и (14), фактическая амплитуда аномалии $\Delta U_{\text{ПС}}$ отличается от статической на величину $i(R_{\text{п}} + R_{\text{вм}})$.

Для пластов большой мощности наибольшее сопротивление токовым линиям оказывает раствор в скважине, где происходит почти полное падение потенциала и значением $i(R_{\text{п}} + R_{\text{вм}})$ можно пренебречь. В этом случае $\Delta U_{\text{ПС}} \approx E_{\text{ПС}}$.

Если мощность пласта мала, его сопротивление становится соизмеримым со значением сопротивления столба жидкости в скважине и амплитуда отклонения кривых $\Delta U_{\text{ПС}} = iR_{\text{р}}$ существенно отличается от статической амплитуды $E_{\text{ПС}}$. Это различие сказывается в наибольшей мере, когда пласт имеет малую мощность, а сопротивления его и вмещающей среды превосходят сопротивление раствора, заполняющего скважину. Для учета отклонения $\Delta U_{\text{ПС}}$ от $E_{\text{ПС}}$ используют специальные теоретические расчеты, которые рассматриваются ниже.

Уравнение (12) получено для случая чистого неглинистого пласта, включенного в глинистую среду. Это уравнение с некоторым приближением, допустимым для практических целей, принято распространять и на пласты, содержащие глинистый материал. При этом величина $E_{\text{ПС}}$ зависит не только от отношения $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{р}}$, но и от значений коэффициентов диффузионно-адсорбционного потенциала во вмещающей среде (глине) $K_{\text{да}}$ и глинистом пласте $K'_{\text{да}}$. Величина $K'_{\text{да}}$ пласта вследствие его глинистости будет приближаться к значениям $K_{\text{да}}$ вмещающих глин, и их разность, соответствующая коэффициенту $K_{\text{ПС}}$ статической аномалии ПС, окажется заниженной по сравнению с $K_{\text{ПС}}$ против чистого песчаного пласта.

Наибольшее значение фактической амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ наблюдается против мощного чистого (неглинистого) пласта. При наличии глинистости происходит снижение величины $K_{\text{ПС}}$ и фактической амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ по сравнению с их значениями для чистого пласта. При равных значениях $K_{\text{да}}$ и $K'_{\text{да}}$ аномалии естественного потенциала $\Delta U_{\text{ПС}}$ не возникают даже при наличии разницы в литологии и минерализации пластовых вод и фильтрата раствора.

На основании выражений (11) и (12) можно записать

$$E_{\text{ПС}} \approx (K_{\text{да}} - K'_{\text{да}}) \lg \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} = (A_{\text{да}} - A'_{\text{да}}) \lg \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}, \quad (15)$$

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 раствором $A'_{\text{да}} = 0$ и $K'_{\text{да}} = -11,6$ мВ.

Параметры $K_{\text{да}}$, $A_{\text{да}}$ и $K_{\text{ПС}}$ определяются в основном литологическим составом пород и зависят также от отношения абсолютных значений концентраций растворов. Это необходимо учитывать при использовании кривой ПС для практических целей.

Согласно формуле (3) 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 величины коэффициентов диффузионно-адсорбционного потенциала $K'_{\text{да}}$ некоторых горных пород при $t = 18^\circ \text{C}$ даны в табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Порода	$K'_{\text{да}}$
Пески, песчаники (пеглинистые)	От -5 до $+10$
Песчаники цементированные, глинистые	От $+5$ до $+20$
Алевриты, сильно глинистые песчаники	От $+10$ до $+35$
Глины, аргиллиты	От $+35$ до $+50$

В соответствии с выражением (12), наибольшее значение $K_{\text{ПС}}$ для чистого неглинистого пласта при $t = 18^\circ \text{C}$ будет

$$K_{\text{ПС}}^{18^\circ} = 58 - (-11,6) = 69,6. \quad (16)$$

При температурах $t \neq 18^\circ \text{C}$ для тех же условий приближенно считают

$$K_{\text{ПС}}^t \approx 69,6 (t + 273) / 291. \quad (17)$$

На основании лабораторных измерений и анализа кривых ПС установлено, что фактические величины $K_{\text{ПС}}$ для неглинистых песчаных пластов несколько меньше расчетной величины. Соответственно, величина $E_{\text{ПС}}$ для пласта, представленного неглинистой породой согласно формулам (12) и (17), будет

$$E_{\text{ПС}}^t \approx 69,6 \frac{t + 273}{291} \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}. \quad (18)$$

Фильтрационные потенциалы

Процесс фильтрации жидкости из бурового раствора в проницаемые пласты сопровождается образованием электродвижущих сил, называемых фильтрационными потенциалами или потенциалами течения.

При продавливании раствора через капилляры одновременно со свободным раствором, заполняющим среднюю часть капилляра, в направлении течения перемещается и подвижная часть диффузионной обкладки двойного электрического слоя. Это приводит к появлению на концах капилляра разности потенциалов $E_{\text{ф}}$ и к возникновению электрического тока.

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

$$E_{\phi} = \frac{\varepsilon \zeta \rho_{\phi}}{4\pi\eta} \Delta p, \quad (19)$$

где ε — диэлектрическая постоянная жидкости; ρ_{ϕ} — удельное сопротивление продавливаемой жидкости (фильтрата раствора) в Ом·м; η — вязкость в 0,1 Па·с; Δp — избыточное давление при продавливании в мПа; ζ — разность потенциалов в свободном растворе и на границе между подвижной и неподвижной частями двойного слоя в мВ (является важной характеристикой двойного слоя).

Согласно формуле (19) потенциал фильтрации линейно зависит от перепада давления Δp и удельного сопротивления жидкости ρ_{ϕ} . С увеличением минерализации раствора значение E_{ϕ} уменьшается вследствие снижения величин ρ_{ϕ} и ζ .

Параметры ε , ρ_{ϕ} и η , входящие в формулу (19), являются положительными при всех условиях и не изменяют знака потенциала фильтрации. Изменение знака потенциала фильтрации зависит от знака ζ -потенциала и направления избыточного давления Δp .

В наиболее часто встречающемся в природе случае повышенной адсорбции отрицательных ионов и при отрицательном значении ζ -потенциала направление э. д. с. фильтрации совпадает с направлением движения фильтрующейся жидкости. Проницаемый (песчаный или алевролитовый) пласт отмечается отрицательной аномалией, если имеет место фильтрация раствора в пласт, и положительной аномалией, если происходит фильтрация жидкости из пласта в скважину. Величина э. д. с. фильтрации тем больше, чем больше сопротивление фильтрующейся жидкости и чем больше избыточное давление в скважине или в пласте.

Экспериментальными работами установлено, что фильтрационные потенциалы имеются также и в глинах. Это служит основанием для предположения о наличии слабой фильтрации в них. Однако в общем случае следует предположить, что фильтрационные потенциалы в песчаных пластах превышают фильтрационные потенциалы в глинах. Поэтому фильтрационная составляющая E_{ϕ} э. д. с. ПС на границе песчаного и глинистого пластов равна разности фильтрационных потенциалов контактирующих пород

$$E_{\phi} = E_{\phi п} - E_{\phi г}, \quad (20)$$

где $E_{\phi п}$, $E_{\phi г}$ — величины э. д. с. фильтрационных потенциалов соответственно для проницаемого пласта и глин.

Величина фильтрационного потенциала обычно мала и играет существенную роль лишь при слабой минерализации бурового раствора, при его удельном

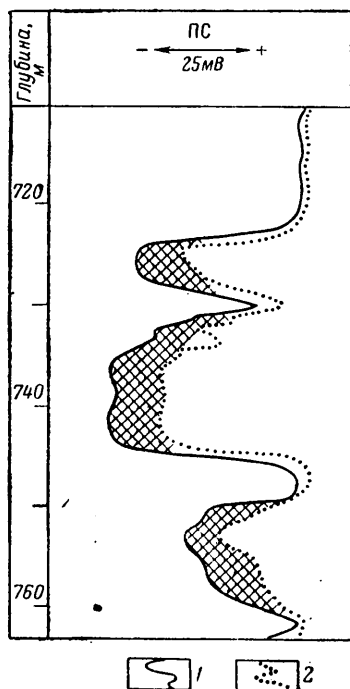


Рис. 9. Запись ПС для выявления фильтрационных потенциалов против проницаемых мелкозернистых песчанников.

1 — уровень раствора от устья 0;
2 — уровень раствора от устья
50 м. $\rho_{\phi} = 0,25$ Ом·м, $\rho_p =$
 $= 4,3$ Ом·м при 20° С

сопротивлении свыше $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а также при значительном перепаде давлений столба бурового раствора и в пласте.

На рис. 9 приводится пример записи кривой ПС при различных уровнях бурового раствора для выявления наличия фильтрационных потенциалов в скважине. Скважина заполнена пресным раствором с удельным сопротивлением $\rho_p = 4,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при 20°C (сопротивление пластовой воды при той же температуре $\rho_n = 0,25 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Как видно из рис. 9 (записи кривой ПС) снижение уровня бурового раствора на 50 м вызвало уменьшение амплитуды аномалии ПС против пластов, представленных мелкозернистыми песчаниками, что обусловлено наличием против этих пластов фильтрационных потенциалов.

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 числу этих факторов относятся: мощность пласта; диаметр скважины; сопротивления пласта, вмещающих пород, бурового раствора и пластовой воды; проникновение фильтрата бурового раствора в пласт и др.

Влияние мощности пласта и диаметра скважины

Величины э. д. с. в скважине (скважинные диффузионно-адсорбционные потенциалы), как видно из формулы (12), определяются в основном минерализацией пластовых вод и бурового раствора, а также зависят от температуры окружающей среды, структурных и литологических свойств проницаемого пласта и вмещающих непроницаемых пород.

Величину $\Delta U_{\text{ПС}}$ максимального отклонения кривой ПС против пласта относительно вмещающих его глин называют амплитудой аномалии ПС. Величину $\Delta U_{\text{ПС}}$ отсчитывают от линии глин, называемой иногда линией отсчета или нулевой линией. Эта линия проводится против мощных пластов глин и представляет в большинстве случаев прямую линию, характеризующую однородность естественных потенциалов в глинах (см. рис. 1 и 4).

В мощных пластах амплитуда отклонения кривой ПС близка к величине э. д. с. $E_{\text{ПС}}$. В тонких пластах амплитуда отклонения кривой ПС 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 величине $E_{\text{ПС}}$, создающей поле ПС. Величина $E_{\text{ПС}}$ равна полному падению потенциала по ходу токовых линий естественного поля и определяется по формуле (13), амплитуда же ПС составляет лишь часть $E_{\text{ПС}}$ и соответствует падению потенциала по скважине.

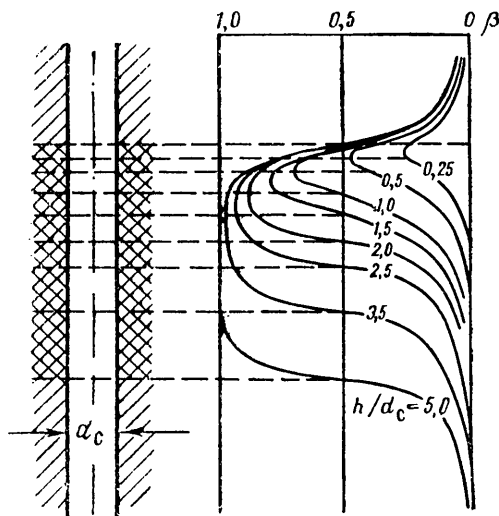


Рис. 10. Теоретические кривые $\beta = \Delta U_{\text{ПС}} / E_{\text{ПС}}$ в пластах различной мощности (по Л. М. Альпину). $\rho_{\text{вм}} = \rho_p = \rho_r$

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

$$\beta = \Delta U_{\text{ПС}} / E_{\text{ПС}}, \quad (21)$$

называемым поправочным коэффициентом на мощность пласта.

На рис. 10 показаны расчетные кривые ПС для пластов различной мощности при одинаковом удельном сопротивлении всех сред ($\rho_{\text{вм}} = \rho_{\text{п}} = \rho_{\text{р}}$). Кривые наглядно иллюстрируют снижение $\Delta U_{\text{ПС}}$ относительно статической аномалии $E_{\text{ПС}}$ для пластов мощностью менее четырех диаметров скважины ($h/d_c < 4$).

Влияние удельного сопротивления пласта и вмещающих пород

Амплитуда $\Delta U_{\text{ПС}}$ также уменьшается при увеличении удельных сопротивлений пласта $\rho_{\text{п}}$ и вмещающей среды $\rho_{\text{вм}}$ по сравнению с сопротивлением раствора $\rho_{\text{р}}$. На рис. 11 даны значения коэффициента β при отсутствии проникновения раствора ($D = d_c$) и одинаковом удельном сопротивлении пласта и вмещающих пород ($\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}}$). Как видно, влияние ограниченной мощности пласта на величину $\Delta U_{\text{ПС}}$ тем больше, чем больше удельное сопротивление пласта по сравнению с удельным сопротивлением бурового раствора.

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

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

В том случае (рис. 12, в), когда удельное сопротивление проницаемого пласта $\rho_{\text{п}}$ превышает удельное сопротивление бурового раствора $\rho_{\text{р}}$ и вмещающих пород $\rho_{\text{вм}}$, при $\rho_{\text{р}} = \rho_{\text{вм}}$ плотность тока ПС значительно больше во вмещающих породах, чем в проницаемом пласте высокого сопротивления. При этом кривая ПС является также выположенной, однако значения на кривой ПС, соответствующие границе пласта $\Delta U'_{\text{ПС}}$, меньше половины максимального отклонения $\Delta U_{\text{ПС max}}$ и связана соотношением [27]

$$\Delta U'_{\text{ПС}} / (\Delta U_{\text{ПС max}} - \Delta U'_{\text{ПС}}) = \sqrt{\rho_{\text{вм}} / \rho_{\text{п}}}. \quad (22)$$

Границы пласта при этом не приурочены к точкам перегиба кривой, а смещаются к расширяющейся части аномалии, ближе к вмещающим породам меньшего сопротивления.

Для пласта с повышенным сопротивлением относительно вмещающей среды ($\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вм}}$) аномалия ПС деформируется по сравнению с аномалией в среде

с одинаковым сопротивлением. Происходят сужение аномалии, смещение точек перегиба внутрь пласта и уменьшение амплитуды отклонения. Границы пласта при этих условиях не приурочены к точкам перегиба кривой, а отмечаются против точек с показаниями, меньшими чем средние (более близкими к показаниям во вмещающей среде) (рис. 13, а). В случае, когда сопротивление пласта ниже,

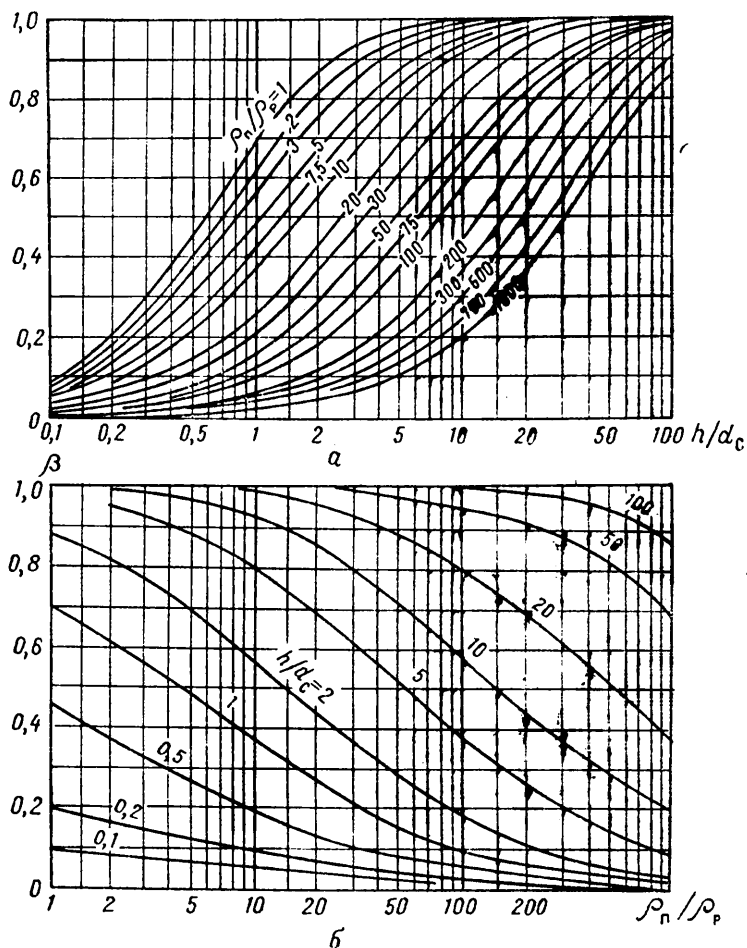


Рис. 11. Кривые зависимостей.

а — $\beta = f(h/d_c)$ при $\rho_n/\rho_p = \text{const}$; б — $\beta = f(\rho_n/\rho_p)$ при $h/d_c = \text{const}$.
 $\rho_n = \rho_{\text{вм}}$, $D = d_c$

чем сопротивление окружающей среды, амплитуда аномалии против пласта увеличивается и аномалийная зона расширяется (рис. 13, б).

На рис. 14 показаны теоретические кривые для различных сочетаний по мощности и сопротивлению песчаных и глинистых пластов.

При чередовании тонких пластов малого сопротивления, имеющих различную характеристику по ПС (например, при чередовании песчано-глинистых прослоев), на диаграмме ПС наблюдается общий минимум или

максимум потенциалов, на фоне которого выделяются отдельные локальные минимумы или максимумы, соответствующие отдельным прослоям. Каждый из прослоев пачки отмечается тем резче, чем больше его мощность и мощность разделяющих прослоев. Если комплекс пород представлен тонкочередующимися прослоями, то наряду с общим уменьшением амплитуды ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов.

Отдельные прослои могут не выделиться на кривой ПС, если их мощность достигнет некоторой предельно малой величины, которая зависит от размеров диаметра скважины, удельных сопротивлений прослоев, вмещающей среды и бурового раствора. При этом вся пачка отмечается на кривой ПС как однородный пласт с максимальной амплитудой аномалии $\Delta U_{ПС}$, меньшей ее значения $E_{ПС}$

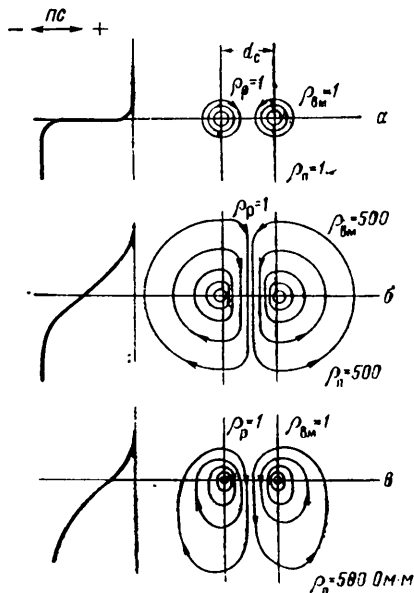


Рис. 12. Распределение токов ПС и форма кривой потенциала ПС при различном соотношении удельных сопротивлений бурового раствора ρ_p , песчаного пласта ρ_n и вмещающих пород (глин) ρ_{bm}

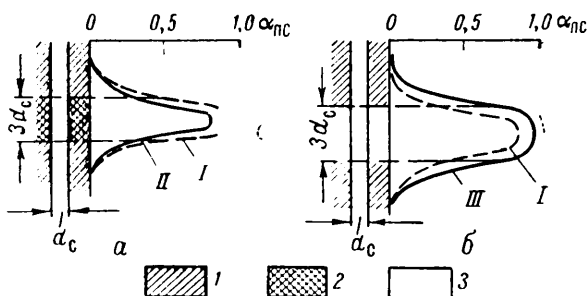


Рис. 13. Теоретические кривые изменения $\alpha_{ПС} = \Delta U_{ПС}/E_{ПС}$ против пластов с высоким (а) и низким (б) сопротивлениями (по Л. М. Альпину).

I — в однородной среде; II — то же, при $\rho_{п1} = 4\rho_{bm}$; III — при $\rho_{п2} = 0,25\rho_{bm}$.
 I — вмещающая среда с сопротивлением ρ_{bm} ; 2 — пласт с сопротивлением $\rho_{п1} = 4\rho_{bm}$; 3 — пласт с сопротивлением $\rho_{п2} = 0,25\rho_{bm}$

для чистых песчаных прослоев. Степень снижения амплитуды характеризуется величиной

$$\alpha_{ПС} = \Delta U_{ПС}/E_{ПС}. \quad (23)$$

В переслаивающейся однородной по сопротивлению песчано-глинистой пачке величина $\alpha_{ПС}$ линейно зависит от содержания глинистого материала в породе $\lambda_{гл}$, изменяясь от единицы до нуля при возрастании глинистости от нуля до единицы:

$$\lambda_{гл} = \frac{\sum h_i}{H}, \quad (24)$$

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

В неоднородной среде, когда удельные сопротивления песчаных прослоев ρ_n и глинистых $\rho_{гл}$ различны, и при наличии проникновения фильтра раствора в песчаные прослои зависимость $\alpha_{ПС}$ от $\lambda_{гл}$ становится более сложной.

Согласно Г. Доллю

$$\alpha_{ПС} = \frac{\lg \frac{u+q}{1+q}}{\lg u}, \quad (25)$$

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 песчаных прослоев в зоне проникновения.

На рис. 15 [4] даны кривые $\alpha_{\text{ПС}} = f(\lambda_{\text{гл}})$, рассчитанные по формуле (25) для различных фиксированных значений $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$ и $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{гл}}$. При расчете этих кривых не учитывался такой

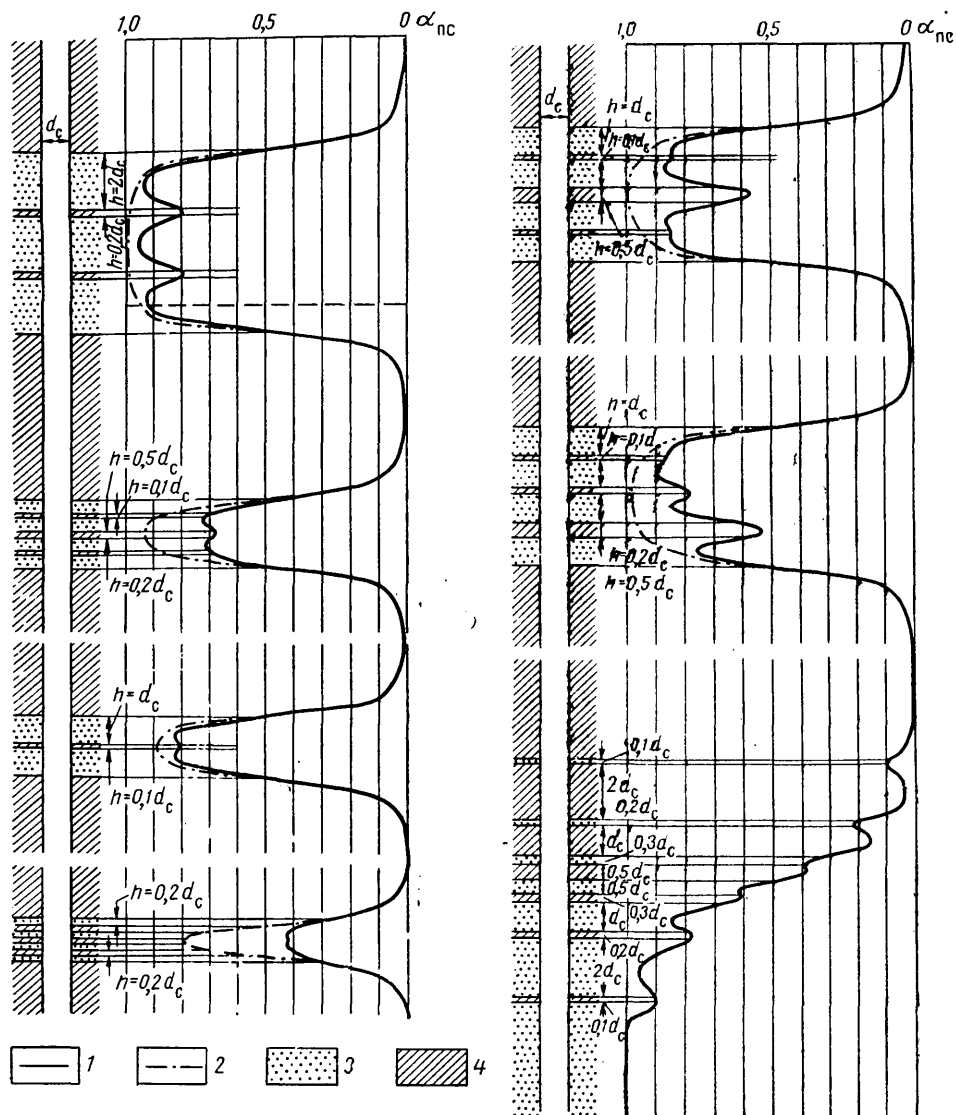


Рис. 14. Теоретические кривые $\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}}/E_{\text{ПС}}$ в песчано-глинистых пачках пластов (по В. Н. Дахнову).

1 — кривые ПС в пачке пластов; 2 — то же, в однородном песчаном пласте, по мощности равном пачке; 3 — песок; 4 — вмещающая среда (глина)

важный фактор, как влияние на величину $\Delta U_{\text{ПС}}$ зоны проникновения, что значительно упростило действительность. Однако полученные зависимости в основном отражают закономерности изменения амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$, наблюдаемые в слоистых глинистых пластах, и находят применение в практике.

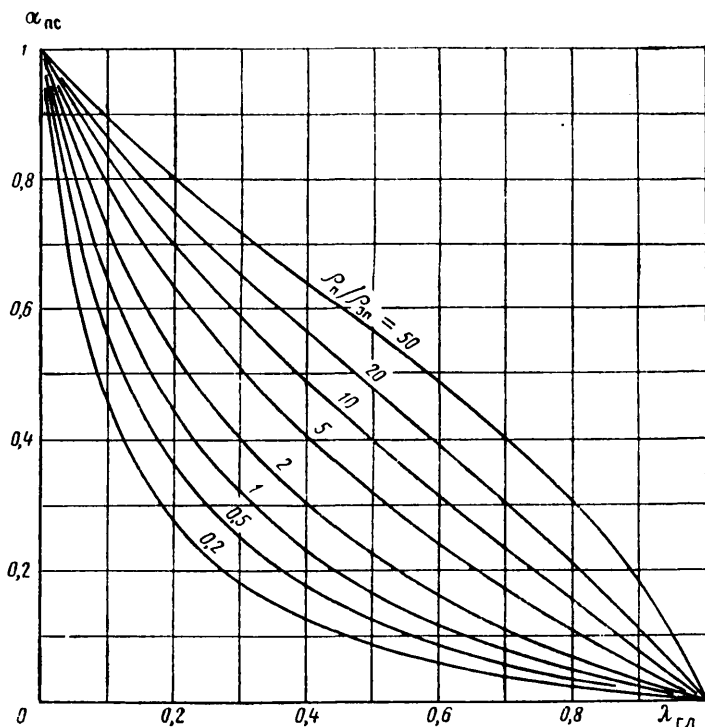


Рис. 15. Палетка для определения содержания глинистого материала в породе $\lambda_{гл}$ по относительной амплитуде ПС ($\alpha_{пс} = \Delta U_{пс}/E_{пс}$). Шифр палетки — $\rho_{п}/\rho_{гл} = 5$

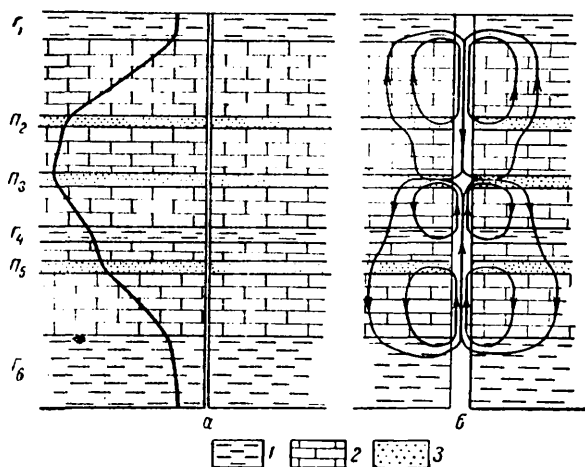


Рис. 16. Кривая ПС и характер распределения токовых линий против пород высокого сопротивления.

α — схематическая форма кривой ПС; ϵ — схематическое распределение токовых линий. 1 — глины; 2 — известняки; 3 — песок

В разрезе, представленном породами с высоким сопротивлением, поле токов ПС усложняется и форма кривой определяется в значительной мере сопротивлениями пород. Под влиянием пластов высокого сопротивления силовые линии тока видоизменяются и распределяются так, как это схематично показано на рис. 16. Согласно данной схеме токи ПС, текущие из глинистого пласта Γ_1 к проницаемому Π_2 , распространяются в основном по стволу скважины между пластами Γ_1 и Π_2 , не проникая на этом интервале в пласт высокого сопротивле-

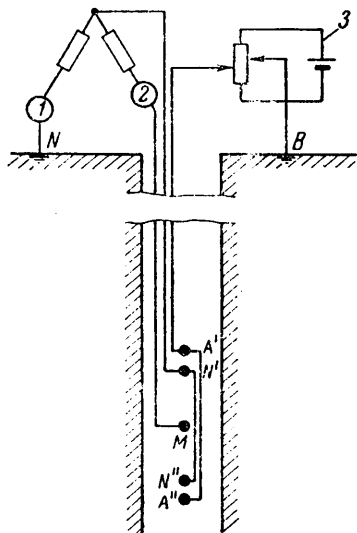


Рис. 17. Схема измерений по методу селективного ПС (по Г. Г. Доллю).

1 — прибор, измеряющий потенциал электродов N' и N'' ; 2 — прибор, регистрирующий кривую селективного ПС; 3 — потенциометрический контур, питающий электроды A' и A'' .

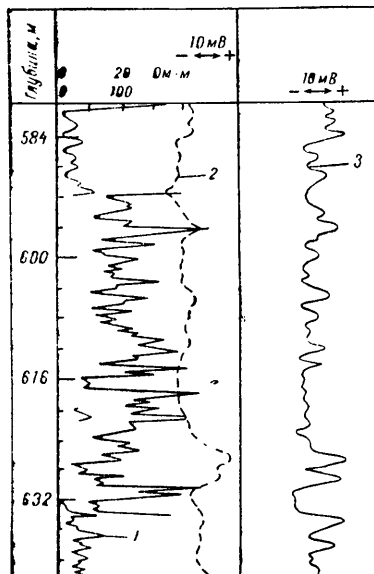


Рис. 18. Сопоставление кривых ПС и селективных потенциалов ПС в карбонатном разрезе (по данным Н. З. Залаява).

1 — кривая КС; 2 — кривая ПС; 3 — кривая селективного ПС

ния. Соответственно сила тока ПС в скважине против пласта с высоким сопротивлением остается постоянной и при неизменном 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 относительно малого сопротивления, то кривая ПС оказывается представленной прямолинейными отрезками различного наклона. Расчленение разреза и выделение границ пластов по кривой ПС в высокоомном разрезе затруднительно. Для повышения эффективности метода ПС в породах высокого сопротивления Г. Г. Долль рекомендует применять модификацию этого метода — метод селективных потенциалов ПС [4].

Измерение селективных потенциалов заключается в том, что разность потенциалов в скважине регистрируется между электродом M и замкнутыми между собой электродами N' , N'' , расположенными выше и ниже электрода M .

К электродам A' и A'' , соединенным между собой и расположенным вблизи электродов N' и N'' , подается ток, величина которого с помощью специальной электронной схемы изменяется таким образом, чтобы средние значения потенциалов $\Delta U_{N'N''cp}$ сохранялись постоянными (рис. 17).

Предложенная схема измерения позволяет значительно ослабить влияние деформации естественного электрического поля, вызванное высоким сопротивлением пластов, вскрываемых скважиной. На рис. 18 дан пример результатов измерений селективированных потенциалов в карбонатных отложениях палеозоя Татарии.

Влияние проникновения фильтрата бурового раствора в пласт

Проникновение фильтрата раствора в пласт приводит к смещению поверхности контакта фильтрата раствора с пластовой водой на границе зоны проникновения с диаметром D и неизменной части пласта. Проникновение раствора в пласт способствует снижению и сглаживанию амплитуд аномалий $\Delta U_{\text{ПС}}$,

т. е. качественно влияет так же, как увеличение диаметра скважины. Увеличение удельного сопротивления зоны проникновения (повышающее проникновение) вызывает снижение амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ (рис. 19).

Зависимость $\Delta U_{\text{ПС}} = f(h/d_c)$ при наличии зоны проникновения фильтрата раствора в пласт получена Уорсингтоном и Мельдо путем моделирования на сеточной модели. При моделировании допускалось, что на контакте скважина — зона проникновения граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта является четкой и геометрически правильной. В результате были составлены пакеты кривых $\beta = f(h/d_c)$

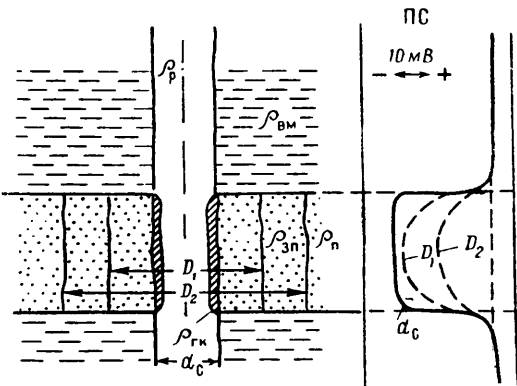


Рис. 19. Влияние зоны проникновения на амплитуду ПС

для различных $\rho_n/\rho_p = \text{const}$, при фиксированных значениях D/d_c , $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$ и $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$ (рис. 20, [8]).

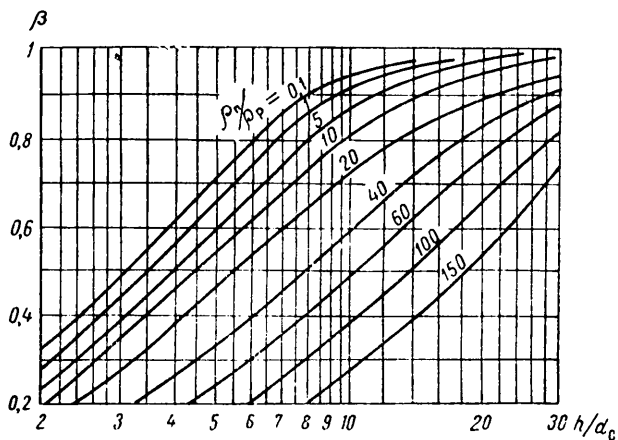


Рис. 20. Зависимость $\beta = f(h/d_c)$ при наличии проникновения раствора в пласт.

$\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 1$; $D/d_c = 2$; $\rho_{\text{зп}}/\rho_p = 20$

Трудности в определении диаметра D и величины $\rho_{\text{эл}}$ для тонких пластов ограничивают практическое использование указанных палеток.

При проникновении пресного фильтрата бурового раствора в песчаный пласт, содержащий соленую воду, искажение кривой ПС возможно за счет гравитационного перераспределения жидкости в нем. Схематическое изображение кривой ПС, получаемой в таких случаях, дано на рис. 21. Вследствие перераспределения жидкости по удельному весу (всплывание легкого пресного фильтрата) глубокое проникновение наблюдается в верхней части проницаемого песчаного пласта и мелкое — в нижней. В результате против верхней части пласта происходит сглаживание кривой ПС; отклонения кривой ПС в верхней части каждого непроницаемого прослоя превышает по величине среднее значение.

В нижней части однородного и хорошо проницаемого пласта из-за гравитационного перераспределения фильтрата зона проникновения может отсутствовать (рис. 22). В этом случае фильтрат и пластовая вода уже не находятся в непосредственном контакте, а раз-

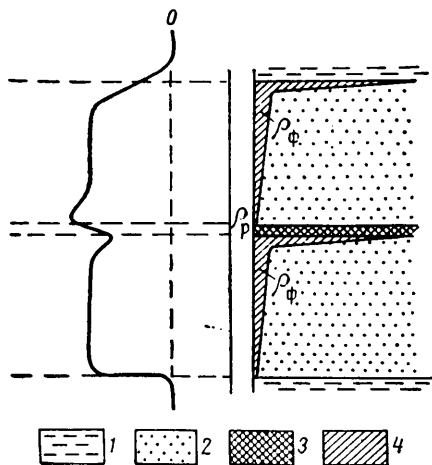


Рис. 21. Схематическое изображение искажения кривой ПС за счет гравитационного перераспределения жидкости в пласте.

1 — глина; 2 — песок; 3 — непроницаемый пласт; 4 — зона проникновения

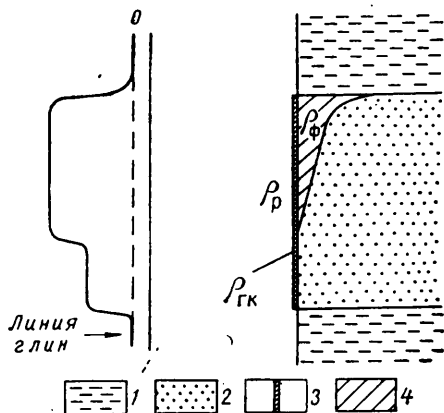


Рис. 22. Схематическое изображение уменьшения амплитуды кривой ПС в нижней части пласта из-за отсутствия зоны проникновения.

1 — глина; 2 — песок; 3 — глинистая корка; 4 — зона проникновения

делены глинистой коркой. Глинистая корка является менее эффективной катионной мембраной по сравнению с пластовыми глинами, что вызывает уменьшение амплитуды отклонения кривой ПС. Нижний интервал кривой ПС в скважине может подвергаться значительному изменению во времени в зависимости от условий проникновения фильтрата раствора в пласт.

Одним из условий получения удовлетворительной кривой ПС в скважине является стабильность бурового раствора (главным образом его минерализации) при бурении. Применение растворов разной минерализации может сильно исказить кривую ПС и затруднить использование ее при интерпретации каротажа.

Геологическая интерпретация диаграмм естественных потенциалов (ПС)

Кривые ПС в комплексе с диаграммами других методов широко используются при сопоставлении разрезов скважин, уточнении литологии пород, пересеченных скважиной, и выделении коллекторов. По данным кривой ПС терригенный разрез может быть разделен 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 находят применение при анализе циклов седиментации, составлении карт фаций и качественного изменения фильтрационных свойств коллекторов. Метод ПС является одним из ведущих в комплексе промыслово-геофизических исследований.

Определение линии глин

Первоначальный этап интерпретации кривой ПС заключается в проведении опорной линии отсчета — линии глин. В общем случае линию глин на диаграмме ПС легко определить, имея представление о соотношении для различных участков разреза скважины минерализаций фильтрата бурового раствора и пластовой воды или их сопротивлений ρ_f и ρ_v . Если $\rho_f > \rho_v$ (прямая ПС), линия глин проводится по максимуму положительной аномалии, соответствующей мощному пласту глин; при $\rho_f < \rho_v$ (обратная ПС) линия глин отражает минимальное значение отрицательной аномалии ПС и соответствует пласту глин. Линия глин проводится для участков кривой с устойчивыми показаниями ПС (см. рис. 1 и 4). Участки кривой с аномально высокими значениями потенциала, вызванными присутствием пиритизированных глин, углей, глинистых сланцев и т. п., не рассматриваются при проведении линии глин.

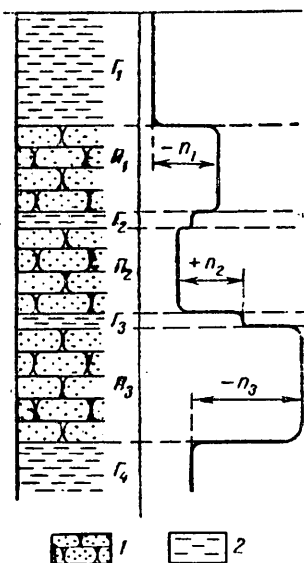


Рис. 23. Схематическое изображение линии глин на кривой ПС ($\rho_f = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $t = 80^\circ \text{C}$).

Интервал $\pi_1 - \rho_v = 0,05 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; интервал $\pi_2 - \rho_v \geq 2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; интервал $\pi_3 - \rho_v \leq 0,12 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.
1 — песчаник; 2 — глина

Положение линии глин может смещаться вследствие изменения литологии и дисперсности глинистых осадков. Поэтому ее целесообразно проводить для отдельных ограниченных участков.

Смещение линии глин возможно и по другим причинам: систематического смещения кривой ПС в сторону увеличения или уменьшения потенциала из-за парастания температуры с глубиной (высокий геотермический градиент); нестабильности электродного потенциала (поляризации электродов); притока пластовых вод в скважину и др. При допустимом смещении кривой ПС (1 см на 100 м интервала глубин) линия глин в соответствии с ходом кривой проводится наклонной. Если смещение превышает технически допустимое, кривая ПС является некачественной и не может быть использована для количественных расчетов.

Небольшое изменение амплитуд аномалий ПС и соответственно смещение линии глин наблюдаются и в размытых глинах, против которых происходит увеличение диаметра скважины. Это может быть связано с уменьшением сопротивления столба бурового раствора в кавернах, с образованием выщелоченного слоя разбухшей глины близ стенок скважины, сохранением более минерализованного раствора близ стенок скважины при замене соленого раствора на пресный и др.

Отдельные резкие смещения линии глин на кривой ПС возможны в результате изменения минерализации бурового раствора в скважине, пропикновения в проницаемый пласт законтурных вод другой минерализации, содержания в пласте вод разной солености, не разделенных глинами или разделенных гли-

нистыми прослоями, которые не являются достаточно надежной мембраной для катионов.

На рис. 23 дан упрощенный пример, иллюстрирующий некоторые из возможных случаев смещения линии глин.

Разрез представлен песчаниками $П_1—П_3$, разделенными глинистыми прослоями или глинистыми песчаниками $Г_2—Г_4$. Статическая амплитуда отклонения ПС против песчаного пласта $П_1$ равна $-n_1$ мВ. Против глинистого пласта $Г_2$ наблюдается смещение линии глин, свидетельствующее о наличии здесь несовершенной мембраны. Отклонение кривой ПС против песчаника $П_2$ характеризуется положительной аномалией с амплитудой $+n_2$ мВ, что указывает на содержание в пласте $П_2$ воды более пресной, чем фильтрат раствора.

Превышение отклонения кривой ПС против глинистого пласта $Г_3$ по сравнению с отклонением против пласта $Г_2$ указывает на лучшие мембранные свойства пласта $Г_3$, и линия глин, как это показано пунктиром, приурочивается к этому пласту.

Смещение линии глин в нижнем глинистом пласте $Г_4$ может быть вызвано заполнением нижней и верхней частей песчаного пласта $П_3$ водами различной минерализации (нижняя часть пласта заполнена водами более высокой минерализации, чем верхняя).

Смещение линии глин в нижнем глинистом пласте может быть встречено в нефтяных месторождениях с законтурным заводнением продуктивных пластов пресной водой (рис. 24). Граница между соленой и пресной водами внутри песчаного пласта на кривой ПС при этом не отмечается.

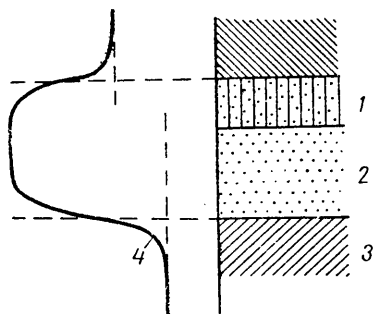


Рис. 24. Пример смещения линии глин при заполнении верхней и нижней частей проницаемого пласта водой разной минерализации.

1 — пласт насыщен пресной водой; 2 — пласт насыщен соленой водой; 3 — глинистые пласты; 4 — кривая $\Delta U_{ПС}$

Кривая ПС против пород различной литологии

Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения по данным кривой ПС. Пески, песчаники, алевроиты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. При $\rho_{\phi} > \rho_v$ (прямое ПС) песчано-алевритовые пласты отмечаются минимумами потенциала на кривой ПС. Изучение фактического материала, полученного для песчано-глинистых разрезов в скважинах, и лабораторные исследования показали, что величина отклонения 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, и уменьшается против него отклонение кривой ПС.

Диффузионно-адсорбционная активность породы определяется главным образом ее адсорбционной способностью и степенью уплотнения, которая зависит

¹ В дальнейшем описание кривой ПС будет дано для наиболее распространенного случая, когда минерализация пластовой воды больше, чем минерализация бурового раствора (прямое ПС). Обратные случаи оговорены.

в основном от содержания цемента в обломочной породе, и адсорбционной активностью цементирующего вещества.

Наиболее развитой адсорбционной емкостью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и лимонитовый цементы, значительно меньшей — карбонатная часть цемента и наименьшей — силикатный цемент. Адсорбционная емкость скелетной 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 величины диффузионно-адсорбционной активности породы.

Известно, что проницаемость песчано-глинистых пород обычно уменьшается с увеличением содержания цементирующего материала. Следовательно, между коэффициентом диффузионно-адсорбционного потенциала малопроницаемого пласта и его проницаемостью возможно некоторое соответствие. Однако, как уже отмечалось, на величину коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала основное влияние оказывает не столько содержание цемента, сколько его адсорбционная активность; последняя несущественно изменяет величину коэффициента проницаемости. Легко представить себе множество образцов песчаников и алевролитов с одинаковой проницаемостью, но с различными минералогическим составом и адсорбционной активностью цемента, а следовательно, с различным коэффициентом диффузионно-адсорбционного потенциала.

В общем случае для терригенных пород нет тесной связи между коэффициентом диффузионно-адсорбционного потенциала и проницаемостью. При уменьшении проницаемости породы наблюдается лишь тенденция к увеличению диффузионно-адсорбционной активности породы.

Наиболее тесная связь адсорбционной активности и проницаемости возможна в песчано-глинистых породах, обладающих одинаковой адсорбционной активностью цемента.

Отличить в песчано-глинистом разрезе по кривой ПС плотные, хорошо сцементированные песчаниковые образования от рыхлых, слабо сцементированных в большинстве случаев не удастся. Это связано с тем, что аномалии ПС против крепких и рыхлых песчаниковых пород не отличаются по знаку и в зависимости от дисперсности цементирующего вещества могут отмечаться различной амплитудой на кривой ПС.

В ряде случаев образование скважинных диффузионных потенциалов и отклонение кривой ПС отмечаются и на контакте глинистых пластов. Эти отклонения могут быть обусловлены различием химических свойств и минерализацией пластовой воды, изменением дисперсности глинистых пород.

Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов в общем случае аномалия ПС обычно такая же, как и против водоносных. Однако против нефтегазопосных глинистых пластов наблюдается некоторое снижение амплитуды ПС по сравнению с амплитудой ПС такого же водоносного пласта. Это снижение амплитуды в нефтегазоносном пласте возможно, как уже указывалось, за счет повышения сопротивления коллектора, а также изменения его диффузионно-адсорбционной активности. Последнее наблюдается в глинистых коллекторах, в которых часть объема пор занята нефтью и газом, что ведет к увеличению относительной глинистости и снижению 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 в большинстве случаев чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты) как

крупно- и среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе и малопористые, плотные.

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

Глинистость карбонатных пород сильно влияет на величину амплитуды отклонения кривой ПС, а следовательно, и на величину коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала. Однако она, видимо, не является единственным фактором, определяющим эту величину. Существенную роль должны играть структура порового пространства, размер поровых ячеек, каналов и степень дисперсности глинистого вещества. Влиянием этих факторов, содержанием в карбонатной породе кроме глинистого материала и других веществ (песчаных фракций, кремнистых образований, гипса, ангидрита, пирита и др.), а также наличием в растворах солей $MgCl_2$ и $CaCl_2$ объясняется значительное разнообразие в изменении диффузионно-адсорбционной активности карбонатных пород.

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

В некоторых случаях амплитуда отклонения кривой ПС против чистых карбонатных пород даже несколько больше, чем против песчаных. Это объясняется тем, что некоторые карбонатные породы обладают диффузионно-адсорбционным потенциалом того же знака, что и диффузионный потенциал непосредственного контакта растворов, но большей величины, в результате чего э. д. с. ПС для них превышает значение, определяемое формулой (12) [18].

В карбонатном разрезе кривая ПС сильно усложнена влиянием на поле токов ПС пластов высокого сопротивления. Это существенно ограничивает использование кривой ПС в карбонатном разрезе (сравнительно с терригенным) для качественной и количественной интерпретации.

Метаморфические и изверженные горные породы по своей природе и строению отличаются от пород осадочного комплекса. В них нельзя ожидать возникновения двойных электрических слоев по аналогии с породами, содержащими тонкодисперсный материал в виде слоев и включений. Поэтому метаморфические и изверженные породы, обычно достаточно плотные, не отмечаются на кривой ПС четкими аномалиями и не могут быть использованы для оценки их литологии.

Помехи при измерении ПС

Непостоянство кривой ПС, приводящее к изменению этого параметра во времени, наблюдается довольно часто при сохранении технических условий замера в скважине и связано с наличием в скважине токов помех различного происхождения. Наиболее распространенными являются следующие: поляризация электродов (электродная разность потенциалов); переменная ПС, вызванная присутствием блуждающих токов (связаны с работой агрегатов постоянного тока, расположенных вблизи скважины), наличием переменных земных (теллурических) токов; гальванокоррозия грузов; помехи, связанные с намагниченностью лебедки.

При записи кривой ПС применяются соответствующие меры, позволяющие в значительной мере исключить или ограничить помехи [15].

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 пластами, потенциалы фильтрации малы и ими можно пренебречь. При этом рассматривают два основных случая: 1) пластовая вода и фильтрат бурового раствора содержат только соли NaCl; 2) в растворе кроме NaCl содержатся и другие соли.

В первом, наиболее простом случае, определение удельного сопротивления воды ρ_v производится по следующей схеме.

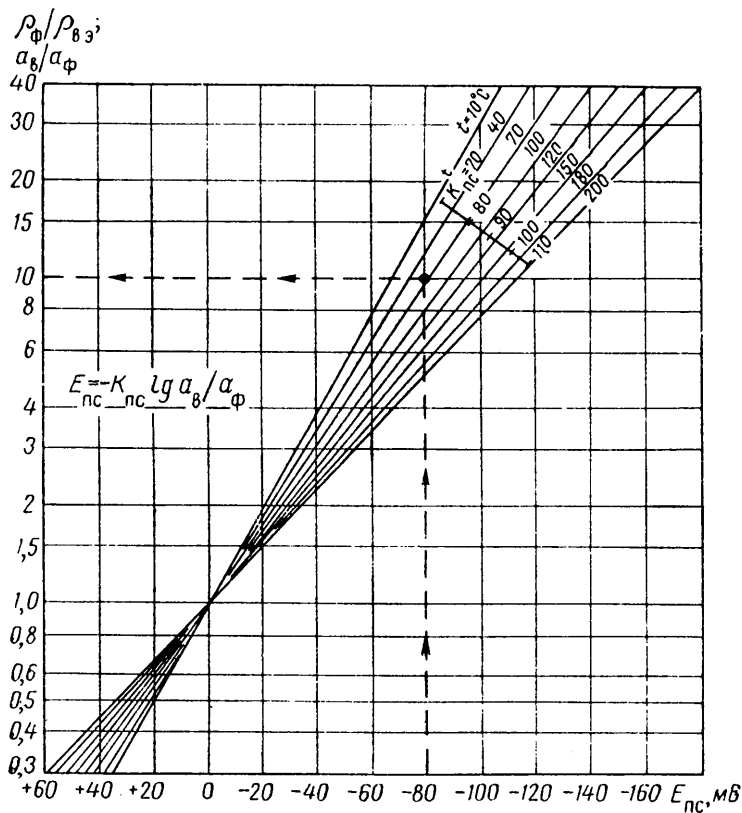


Рис. 25. Зависимость диффузионно-адсорбционной э. д. с. ПС от величины $\lg a_v/a_f$ или $\lg \rho_f/\rho_v$ при данной температуре пласта или $K_{ПС}^t$ для неглинистых пластов. Шифр кривых — температура породы t , °C

Определяют по диаграмме фактическое значение $\Delta U_{ПС}$ и рассчитывают по номограмме (см. рис. 11) 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 глинистого раствора (12): $E_{ПС} = -K_{ПС} \lg a_v/a_f = -K_{ПС} \lg \rho_f/\rho_v$.

Обратная пропорциональность между активностями и удельными сопротивлениями электролитов сохраняется для растворов NaCl с не очень высокой кон-

центрацией. (Сопротивление растворов не должно быть ниже $0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при 18°C .)

Значение $K'_{\text{ПС}}$ при температуре пласта рассчитывают по формуле (17) и, зная $\rho_{\text{ф}}$, вычисляют $\rho_{\text{в}}$.

На практике для решения этой задачи пользуются палеткой, изображенной на рис. 25, составленной на основании формулы (12). На палетке нанесены значения коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала $K'_{\text{ПС}}$ при различных температурах и дано графическое изображение зависимостей $E_{\text{ПС}}$ от $a_{\text{в}}/a_{\text{ф}}$ или $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$ для чистых неглинистых пород.

Располагая данными $E_{\text{ПС}}$, $K'_{\text{ПС}}$ (или данными о температуре пласта t) и $\rho_{\text{ф}}$, при помощи палетки (см. рис. 25) в наиболее простом случае легко определить удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ или при помощи номограммы (см. рис. 27) — минерализацию пластовой воды $C_{\text{в}}$.

Если для одного из электролитов (пластовой воды или фильтрата раствора) концентрация раствора становится значительной (ниже $0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при температуре 18°C), между удельными сопротивлениями и их активностями обратная пропорциональность не сохраняется и выражение (12) принимает вид $E_{\text{ПС}} = -K_{\text{ПС}} \lg \rho_{\text{фз}}/\rho_{\text{вз}}$, где $\rho_{\text{фз}}$ и $\rho_{\text{вз}}$ — соответственно эквивалентное сопротивление фильтрата и пластовой воды. На практике при помощи эмпирически составленной номограммы (рис. 26) для эквивалентных (условных) сопротивлений электролитов $\rho_{\text{фз}}$ и $\rho_{\text{вз}}$ 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.

Определение минерализации пластовой воды в этом случае производится в два этапа: при помощи палетки (рис. 25) находят эквивалентное значение удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{\text{вз}}$, предполагая, что пластовая вода и буровой раствор содержат NaCl. Затем при помощи палетки рис. 26, зная температуру пласта, определяют действительное значение $\rho_{\text{в}}$.

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

По номограмме рис. 25 находим $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{вз}} = 10$, или $\rho_{\text{вз}} = \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{вз}}} = 0,03 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, что соответствует по номограмме рис. 26 $\rho_{\text{в}} = 0,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при 70°C . Определив $\rho_{\text{в}}$, находим по номограмме рис. 27 соответствующее значение $C_{\text{в}} = 90 \text{ г/л}$.

Рассмотренная схема определения удельного сопротивления пластовой воды по кривой ПС справедлива для идеального случая, который редко встречается на практике. В действительности вмещающие глины обычно не отвечают условиям совершенной мембраны, песчаные пласты, как правило, содержат некоторое количество глинистого материала и т. д., что ведет к значительному снижению точности определения удельного сопротивления. Для повышения точности оценки удельного сопротивления пластовой воды рекомендуется вводить различные поправки, учитывающие отклонение фактических условий измерений кривой ПС от идеальных [4].

В ряде случаев химический состав фильтрата бурового раствора и пластовых вод является достаточно сложным. (Использование при Сурении известковых и гипсовых растворов приводит к обогащению их ионами кальция, активность которых значительно отличается от активности иона натрия.) Применение

* Для определения $\rho_{\text{ф}}$ — удельного сопротивления фильтрата раствора при температуре пласта пользуются способом, изложенным в § 3 (см. рис. 28).

палеток, составленных с учетом диффузионно-адсорбционных э. д. с., возникающих в растворах, содержащих только NaCl, приводит к искажению искоемых значений. Это приобретает особо важное значение для разбавленных растворов, когда активность двухвалентных ионов превышает активность ионов Na при одинаковой их концентрации. Для внесения поправок, учитывающих химический состав таких растворов, пользуются правой частью номограммы рис. 26. Пунктирные линии отображают среднюю зависимость $\rho_{вэ}$ и $\rho_{в}$ при данной температуре для относительно пресных вод.

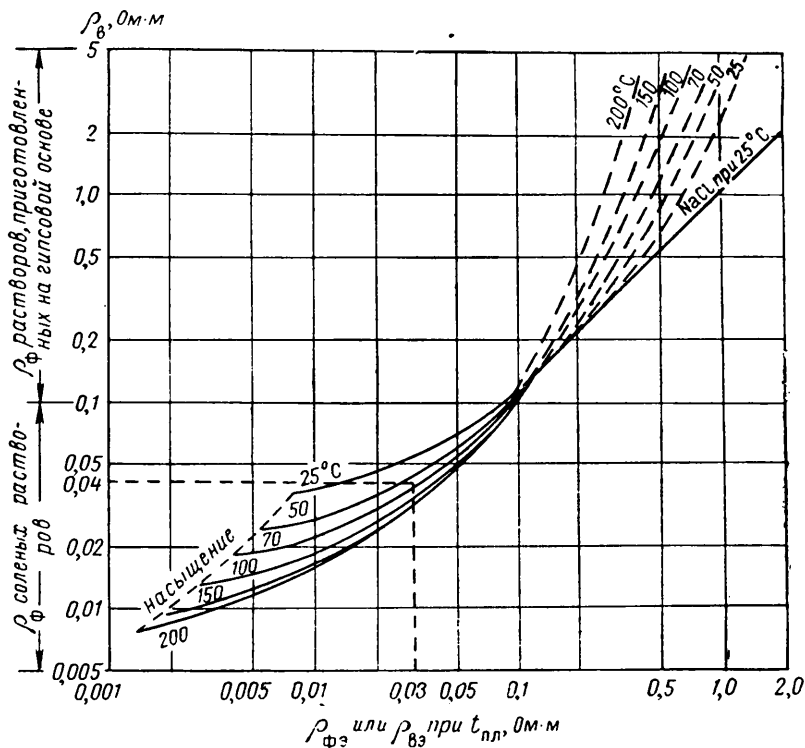


Рис. 26. Зависимость удельного сопротивления фильтра раствора $\rho_{ф}$ или пластовых вод $\rho_{в}$ от эквивалентных значений удельных сопротивлений фильтра раствора $\rho_{фэ}$ или пластовых вод $\rho_{вэ}$ для соленых растворов или глинистых буровых растворов, приготовленных на гипсовой основе (по данным фирмы «Шлюмберже»)

Определение удельного сопротивления (минерализации) пластовых вод по кривой ПС проводится во всех случаях, когда данные химического анализа вод отсутствуют.

Полученные результаты используются: 1) при количественной интерпретации промыслово-геофизических данных для оценки пористости, нефтенасыщенности и др.; 2) для изучения закономерности изменения минерализации вод по разрезу, а также по площади в отдельных коллекторах и для оценки их перспективности на нефть и газ.

При оценке погрешности в определении удельного сопротивления пластовых вод по кривой ПС сделаны следующие допущения: отсчет амплитуды откло-

нения кривой ПС берется с погрешностью до 10%; отклонение принятого значения $K'_{ПС}$ от фактического достигает 8—10%; относительная погрешность в определении сопротивлений фильтра бурового раствора ρ_f и пластовой воды ρ_v также оценивается в 10%.

На основании сделанных расчетов было выяснено, что наименьшая погрешность в определении сопротивлений пластовой воды (около 10%) наблюдается в том случае, когда минерализация пластовой воды не более чем в 3—4 раза отличается от минерализации бурового раствора. С увеличением отношения ρ_p/ρ_v (или ρ_v/ρ_p , если $\rho_v > \rho_p$) точность вычисления сопротивления пластовой воды заметно снижается. Если величина отношения ρ_p/ρ_v выходит за пределы четырех, то относительная погрешность может превысить 20%; при ρ_p/ρ_v свыше 15 погрешность превышает 30% и применять метод количественного определения сопротивления пластовых вод по ПС не рекомендуется. Кроме того, следует учитывать, что удельное сопротивление относительно пресных вод по величине $E_{ПС}$ определяется с большей точностью, чем в случае вод высокой минерализации.

§ 3. УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД

За величину удельного электрического¹ сопротивления породы принимают сопротивление объема породы, имеющего форму куба с поперечным сечением 1 м² и высотой 1 м. Выражая сопротивление проводника в омах, длину в метрах и сечение в квадратных метрах, получим удельное сопротивление

$$\rho = RS/l. \quad (26)$$

Для выражения способности породы проводить электрический ток пользуются также величиной, обратной удельному сопротивлению ρ , — удельной электрической проводимостью $\sigma = 1/\rho$ См/м. Проводимость измеряется в См/м или тысячными долями этой единицы — мСм/м.

Удельное сопротивление горных пород изменяется от долей ом-метра до десятков и сотен тысяч ом-метров. Такое резкое различие горных пород по удельным сопротивлениям благоприятно для изучения свойств пород по данным электрического каротажа.

Горная порода в своем естественном залегании состоит из минерального скелета и жидкости, заполняющей поры породы. Большинство минералов, составляющих горные породы, практически является непроводниками электрического тока; следовательно, удельное сопротивление пород прямо пропорционально удельному сопротивлению жидкости (водных растворов солей), содержащейся в порах породы.

Удельное сопротивление водных растворов солей

Пластовые воды и буровой раствор представляют водные растворы солей.

Степень минерализации водных растворов может быть охарактеризована следующими данными: результатами химического анализа пластовой воды, выражающего содержание в воде различных ионов в граммах или молях на 1 л; количеством граммов соли, приходящихся на единицу объема (литр) раствора; весовым процентным содержанием соли в растворе.

¹ В дальнейшем для простоты изложения термин «электрическое» будем опускать.

Переход от одного способа выражения степени минерализации раствора к другому осуществляется при помощи номограммы и таблиц.

Удельное сопротивление водных растворов солей зависит от концентрации солей в растворе, химического состава и температуры раствора. Чем выше концентрация раствора, тем меньше его удельное сопротивление. Изменение удельных сопротивлений растворов различных солей при концентрации 10 г/л и температуре 18° С иллюстрируется следующими значениями: NaCl — 0,626, KCl — 0,641, CaCl₂ — 0,625, MgCl₂ — 0,580 Ом·м.

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

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

Сопротивление водных растворов понижается с повышением температуры. Это объясняется увеличением подвижности ионов с повышением температуры и уменьшением вязкости этих растворов.

Изменению температуры на dt соответствует изменение удельного сопротивления раствора ρ на

$$d\rho = -\alpha\rho dt, \quad (27)$$

где α — температурный коэффициент раствора.

Полагая, что α не зависит от температуры¹, имеем $\int d\rho/\rho = -\int \alpha dt$ или

$$\ln \rho = -\alpha t + \ln C. \quad (27')$$

Следовательно, при температуре t_1 удельное сопротивление раствора равно ρ_1 и

$$\ln \rho_1 = -\alpha t_1 + \ln C. \quad (27'')$$

Решая совместно уравнения (27') и (27''), получим $\ln \rho - \ln \rho_1 = \alpha (t_1 - t)$ или $\rho = \rho_1 e^{\alpha(t_1 - t)}$, откуда

$$\rho = \rho_1 \left(1 + \alpha + \frac{\alpha^2}{1 \times 2} + \frac{\alpha^3}{1 \times 2 \times 3} + \dots \right)^{t_1 - t}.$$

Пренебрегая степенями α выше первой из-за малости этих величин, имеем

$$\rho = \rho_1 (1 + \alpha)^{t_1 - t}. \quad (28)$$

При небольших пределах изменения температуры в диапазоне 50° С (например, 0—50° С) можно пользоваться упрощенной формулой

$$\rho = \rho_1 [1 + \alpha(t_1 - t)], \quad (29)$$

где α — среднее значение температурного коэффициента электропроводности при изменении температуры на 1° С для электролита NaCl, равное 0,022; ρ и ρ_1 — удельные сопротивления раствора при температурах t и t_1 в Ом·м.

¹ В действительности коэффициент пропорциональности между $d\rho$ и ρdt несколько меняется с температурой. При достаточно высоких температурах (более 250° С) рост температуры сопровождается увеличением удельного сопротивления раствора.

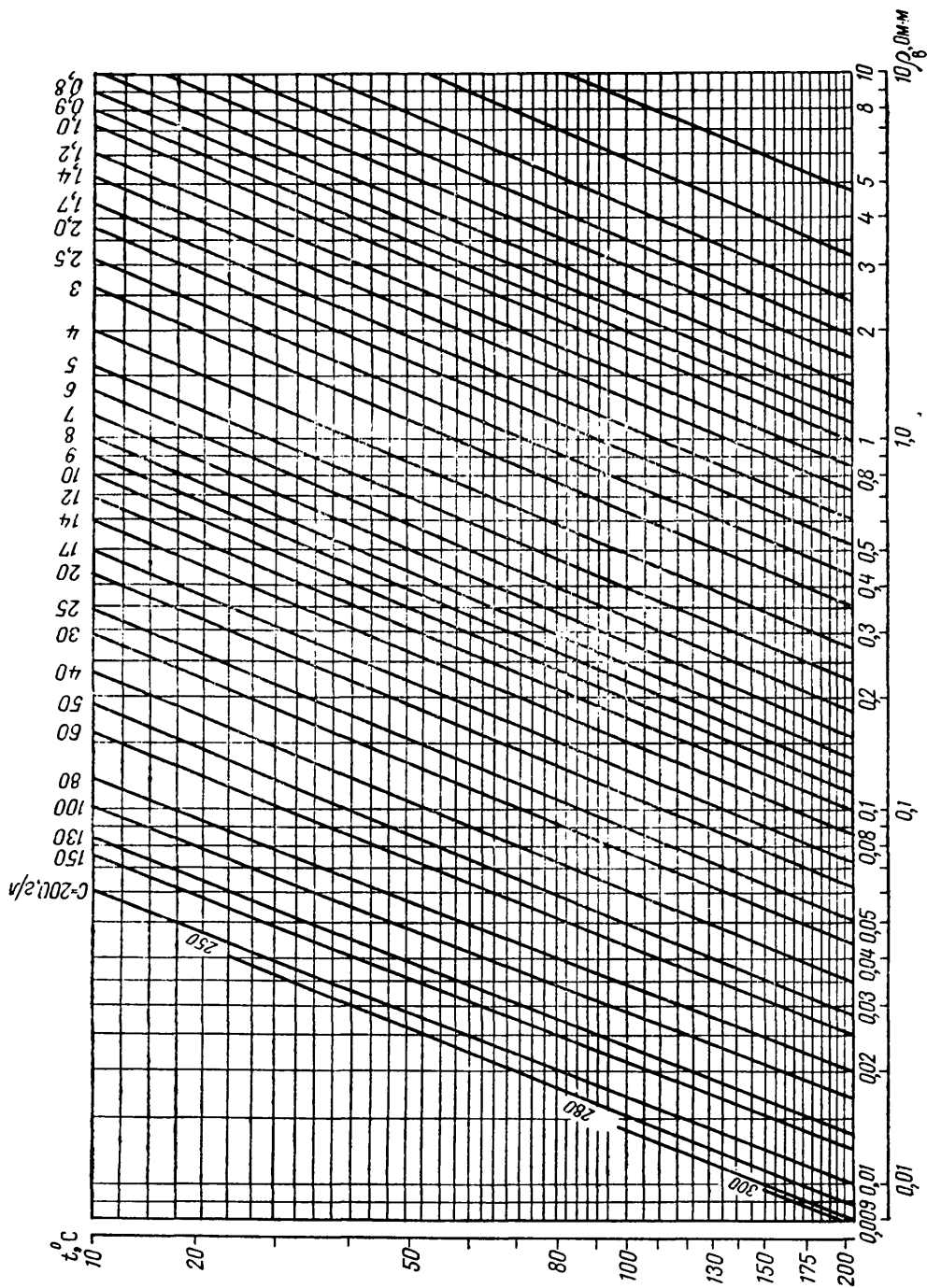


Рис. 27. Удельное сопротивление раствора NaCl при различной температуре

Зависимость удельного сопротивления раствора хлористого натрия от его концентрации для различных значений температуры изображена в виде номограммы (рис. 27). Данной номограммой обычно пользуются для пересчета удельного сопротивления бурового раствора ρ_{p1} , замеренного на поверхности при температуре t_1 , к удельному сопротивлению этого же раствора ρ_{p2} в скважине при температуре t_2 .

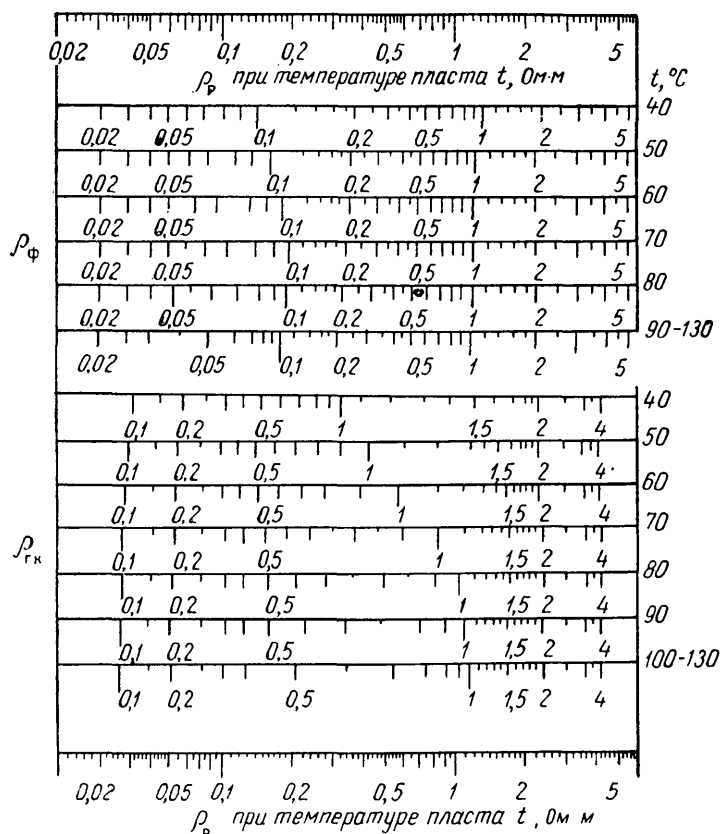


Рис. 28. Палетка для определения удельного сопротивления ρ_{ϕ} фильтрата бурового раствора и удельного сопротивления $\rho_{гк}$ глинистой корки по удельному сопротивлению ρ_p бурового раствора

Пример. Удельное сопротивление раствора на поверхности при 20°C $\rho_{p1} = 1,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Определить сопротивление этого же раствора при 110°C .

По номограмме получаем, что сопротивление раствора $\rho_{p1} = 1,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при 20°C соответствует наклонной кривой 5 г/л. Точка ее пересечения с линией $t = 110^\circ \text{C}$ соответствует $\rho_{p2} = 0,36 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, которое и является значением сопротивления раствора при 110°C .

Для определения удельного сопротивления ρ_{ϕ} фильтрата бурового раствора и удельного сопротивления $\rho_{гк}$ глинистой корки по удельному сопротивлению ρ_p бурового раствора пользуются специальными палетками [31]. Одна из таких палеток, построенная по результатам измерений на образцах, изображена на рис. 28.

Удельное сопротивление неглинистых пород гранулярного строения

Удельное сопротивление чистой породы гранулярного строения $\rho_{вп}$, поры которой полностью насыщены водой, зависит от удельного сопротивления этой воды $\rho_в$, количества ее, определяемого пористостью породы k_n и закономерностью распределения пор в породе (ее текстурными и структурными особенностями), характеризуемой структурным коэффициентом F :

$$\rho_{вп} = f(\rho_в, k_n, F). \quad (30)$$

Структурный коэффициент для сцементированных песчаных коллекторов пористостью 12—30% изменяется от 4 до 1,7; у карбонатных пород такой же пористости значения этого коэффициента варьируют от 50 до 2, достигая иногда 100.

Удельное сопротивление пород изменяется от температуры в тех же пределах, что и водные растворы. Поэтому, 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 пород при прочих равных условиях снижается.

Чтобы исключить влияние удельного сопротивления пластовой воды $\rho_в$, для породы, поры которой полностью заполнены водой, принято вместо удельного сопротивления породы $\rho_{вп}$ рассматривать отношение

$$P = \rho_{вп} / \rho_в, \quad (31)$$

называемое коэффициентом относительного сопротивления (или относительным сопротивлением).

Относительное сопротивление P в первом приближении зависит от количества воды в единице объема породы и распределения ее по породе. Так как количество воды в породе определяется коэффициентом пористости, а распределение по породе — формой (структурой) порового пространства, то можно сказать, что относительное сопротивление зависит от пористости породы и формы порового пространства.

Такое допущение справедливо для широкого диапазона изменения минерализации воды, насыщающей чистые породы гранулярного строения. Однако при малой минерализации воды пропорциональность между удельным сопротивлением породы $\rho_{вп}$ и сопротивлением пластовой воды $\rho_в$ нарушается вследствие влияния эффекта поверхностной проводимости, обусловленной электрической проводимостью двойного слоя ионов (образуется на поверхности частиц зерен, слагающих горную породу). Для неглинистых песков заметное снижение относительного сопротивления наблюдается при сопротивлении пластовых вод более нескольких ом-метров.

Для пород однородной структуры, сложенных частицами правильной формы, связь между относительным сопротивлением и пористостью может быть рассчитана аналитически [18, 15].

Расчеты и экспериментальные исследования показывают, что относительное сопротивление чистых гранулярных пород может быть выражено через пористость k_n следующим образом:

$$P = a / k_n^m, \quad (32)$$

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

Чаще всего используется выражение

$$P = 1 / k_n^m, \quad (33)$$

где показатель степени m изменяется от 1,3 (для песков) до 2,3 (для сцементированных пород); если нет фактических данных, то принимают $m = 2$, и тогда

$$P = 1/k_p^2. \quad (34)$$

На практике по результатам экспериментальных исследований образцов пород получают зависимости относительного сопротивления P от пористости k_p . На рис. 29 показаны некоторые из таких зависимостей, выраженные графически.

На приведенных кривых видно, что из-за влияния формы порового пространства статистическая связь между относительным сопротивлением и пористостью

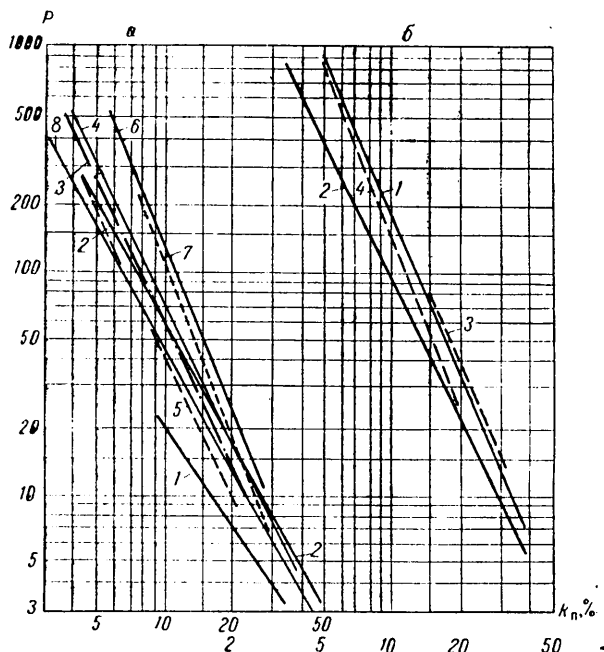


Рис. 29. Кривые зависимости относительного сопротивления P от пористости k_p .

а — песчано-алевролитовые породы: 1 — пески (по Л. А. Горбенко), 2 — песчаники девона Куйбышевской области (по Н. Я. Качуриной), 3 — песчаники башкирских месторождений (по Н. О. Тип), 4 — песчаники девона Саратовского Поволжья (по И. Е. Эйману), 5 — песчаники и алевролиты девона (по В. Н. Дахинову), 6 — песчаники грозненских месторождений (по А. М. Нечаю), 7 — песчаники девона Западной Башкирии, 8 — песчаники палеогена Краснодарского края (по В. Н. Кобрановой); **б** — карбонатные породы: 1 — известняки карбона Саратовского Поволжья (по И. Е. Эйману), 2 — известняки башкирского яруса Куйбышевской области (по Н. Я. Качуриной), 3 — известняки Казахстана (по Л. А. Сигал), 4 — данные Арчи

неоднозначна, значения a и m для различных по строению пород будут различны. Неравномерность сечения каналов, их извилистость, наличие в породе несообщающихся каверн, тупиков и разрывов приводят при прочих равных условиях к увеличению структурного коэффициента, следовательно, к увеличению относительного сопротивления P .

На рис. 30 показаны различные типы пористости в породе и характер расположения составляющих породу частиц.

Поры по своему происхождению могут быть межзерновыми, образовавшимися одновременно с самой породой в процессе осадконакопления и формирования осадков, и трещинными или кавернозными, возникшими в последующие стадии изменения породы, в процессе диагенеза, кристаллизации, тектонических, эрозионных и биогенных процессов.

Для несцементированных чистых пород с межзерновой пористостью (песков, алевролитов), обладающих сравнительно простой формой пор, относительное сопротивление имеет небольшое значение и более тесно связано с пористостью (рис. 30).

Сцементированные породы, а также трещиноватые, кавернозные обладают поровым пространством сложной формы, меньшей пористостью и характеризуются значительно более сложными зависимостями между относительным сопротивлением и пористостью. Сравнительно тесная связь между относительным сопротивлением и пористостью наблюдается для пластов или групп пластов отдельных месторождений, характеризующихся общностью текстурного строения коллектора (отсортированность зерен, форма поровых каналов). Располагая кривой зависимости $P = f(k_n)$ или аналитическим выражением, согласно формуле (32) можно по величине относительного сопротивления оценивать пористость породы или по данным пористости определить P . Если известна минерализация или удельное сопротивление воды, заполняющей поры породы, можно получить представление об удельном сопротивлении породы.

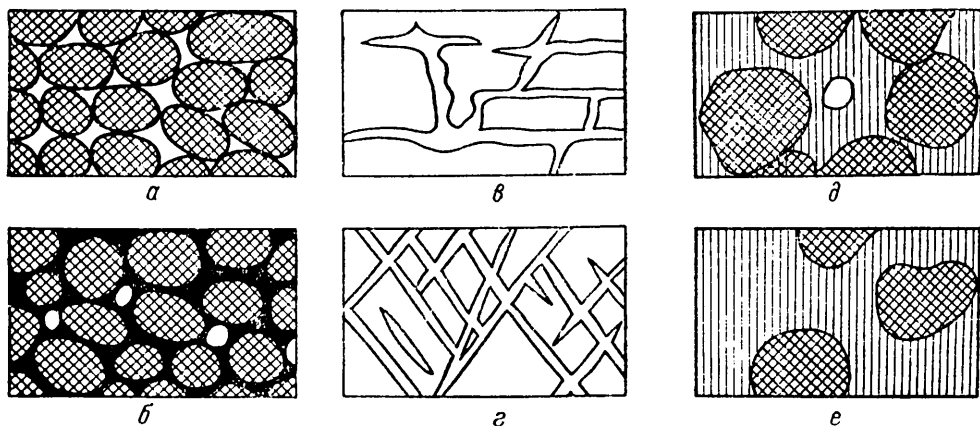


Рис. 30. Различные типы пор в породе.

a — хорошо отсортированная порода высокой пористости; b — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложением цементирующего вещества в промежутках между зернами; c — порода кавернозная, ставшая пористой вследствие растворения; d — порода трещиноватая, ставшая пористой вследствие трещиноватости; e — глинистый песчаник — коллектор; e — песчаная глина — неколлектор

Пример. Девонский песчаник пористостью 0,2 полностью заполнен водой с сопротивлением 0,07 Ом·м при температуре пласта. Определить удельное сопротивление песчаника.

Согласно кривой 2 рис. 29, a находим $P = \rho_{вп}/\rho_{в} \approx 17,5$. Следовательно, удельное сопротивление песчаника $\rho_{в} = 17,5 \cdot 0,07 \approx 1,23$ 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 сланцеватых глинах, глинистых сланцах, каменных углях, мергелях и тонко чередующихся песчано-глинистых породах. Для анизотропных пород характерно закономерное расположение частиц, составляющих породу, относительно плоскостей напластования.

Для оценки степени анизотропии вводится коэффициент анизотропии

$$\lambda_a = \sqrt{\rho_{\perp}/\rho_{\parallel}}. \quad (35)$$

Для количественной характеристики удельного сопротивления анизотропных пород пользуются средним удельным сопротивлением анизотропной породы

$$\rho_{ср} = \sqrt{\rho_{\perp}\rho_{\parallel}}. \quad (36)$$

Для терригенных пород в петрографии различают песчаные и алевроитовые фракции, эффективный диаметр которых больше 0,01 мм, и тонкодисперсную глинистую фракцию меньшего диаметра. Песчаные и алевроитовые фракции образуют скелет терригенной породы — жесткую матрицу, а глинистый материал служит в качестве цемента (рис. 30).

Глинистый коллектор с межзерновой пористостью можно схематически представить состоящим из двух компонент — глинистой и чистой. Поровое пространство глинистой компоненты в основном занято двойными электрическими слоями, образующимися на поверхности частичек глинистых минералов. Поровое пространство чистой компоненты характеризуется порами значительных размеров, заполненными водой, нефтью или газом. В связи с этим поровое пространство глинистой компоненты принято относить к неэффективной, а чистой (песчаной) компоненты — к эффективной пористости. Глинистость является важным параметром пласта-коллектора.

Глинистые частицы являются хорошими адсорбентами катионов и радиоактивных элементов из водных растворов солей и рассматриваются как адсорбционно-активные в отличие от неактивных скелетных фракций. Наличие глинистого материала в породе приводит к существенному изменению ее физических (влагоемкости, пористости, проницаемости, коэффициента отдачи), а также геофизических (электрических, радиоактивных, акустических и др.) свойств.

Кроме глинистого, в породе могут присутствовать и другие цементы: силикатный, карбонатный, железистый. Силикатный и карбонатный цементы являются малоактивными и рассматриваются обычно как часть неактивного скелета породы. Железистый цемент, являясь адсорбционно-активным, оказывает на физические свойства горных пород приблизительно такое же влияние, как и глина. Карбонатный и железистый (лимонитный) цементы не учитываются при гранулометрическом анализе, составляя растворимую компоненту.

При отсутствии в породе растворимой компоненты содержание глинистого материала принято выражать следующими основными параметрами:

а) $C_{м. гл}$ — массовой концентрацией в породе глинистого материала, которая выражается отношением массы глинистой компоненты $M_{гл}$ к суммарной массе всех минеральных частиц скелета породы $M_{ск}$:

$$C_{м. гл} = M_{гл} / M_{ск}; \quad (37)$$

б) объемной глинистостью $C_{гл}$, характеризующей отношение объема глинистого материала (объема глинистых частиц с прочно связанной с ними водой) ко всему объему породы:

$$C_{гл} = V_{гл} / (V_{ск} + V_{гл} + V_{п}),$$

где $V_{гл}$, $V_{ск}$, $V_{п}$ — соответственно объемы скелетной, глинистой фракций и пор.

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

$$C_{гл} = C_{м. гл} (1 - k_{п}); \quad (38)$$

в) относительной глинистостью, выражающей степень заполнения глинистым материалом пор неактивного скелета:

$$\eta = C_{гл} / (C_{гл} + k_{п}). \quad (39)$$

Электропроводность полностью водоносного глинистого коллектора, представленного переслаиванием чистых и глинистых прослоев, равна сумме электропроводностей глинистой и чистой компонент [31]:

$$\frac{1}{\rho_{вп}} = \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{\rho_{в}}, \quad (40)$$

где $\rho_{гл}$ — удельное сопротивление глинистой компоненты, обычно предполагаемое равным удельному сопротивлению вмещающей породы; $\rho_{в}$ — удельное сопротивление пластовой воды чистой песчаной компоненты¹.

В породе с рассеянным глинистым материалом условия распространения тока примерно такие же, как в водоносной пористой породе с пористостью $k_n = C_{гл}$ и с удельным сопротивлением насыщающей породу воды $\rho_{в} = \rho_{гл}^*$. Исходя из этого, согласно формуле (32), получим, что электропроводность такой породы равна $C_{гл}^m / a \rho_{гл}$, где a и m — коэффициент и показатель степени, зависящие от свойств породы.

В этом случае электропроводность породы с рассеянным глинистым материалом в первом приближении равна

$$\frac{1}{\rho_{вп}} = \frac{C_{гл}^m}{a \rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{\rho_{в}}. \quad (41)$$

Если принять $a = 1$, $m = 2$, тогда

$$\frac{1}{\rho_{вп}} = \frac{C_{гл}^2}{\rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{\rho_{в}}. \quad (42)$$

Как видно из изложенного, относительное сопротивление глинистой породы зависит не только от объемного содержания и удельного сопротивления пластовой воды, но и от объемного содержания и формы распределения глинистого материала. Это приводит к несоответствию между ростом удельного сопротивления воды и ростом удельного сопротивления породы (рост удельного сопротивления породы отстает от роста удельного сопротивления насыщающей породу воды), а следовательно, к снижению относительного сопротивления глинистых пород по сравнению с относительным сопротивлением неглинистых пород. Занижение относительного сопротивления в глинистых породах наблюдается уже при сопротивлении пластовых вод более 0,4 Ом·м. Относительное сопротивление, получаемое в этом случае, является кажущимся и обозначается через P_k . Для установления зависимости между кажущимся относительным сопротивлением P_k и пористостью k_n вводится поправка на глинистость. Величина поправки возрастает с увеличением глинистости коллектора и удельного сопротивления пластовой воды. Эта поправка может быть определена по кривой ПС или по данным анализа кернов. Характерным значением для глинистых пород является предельное значение относительного сопротивления P_n , определяемое при высокой минерализации воды, заполняющей поры породы. Определение величины P_n по данным P_k для оценки пористости глинистых пород является одной из важных задач геофизической интерпретации (см. § 29).

¹ Под пластовой водой чистой песчаной компоненты понимают воду, отдаваемую пластам, исключая связанную воду (прочно связанную с глинистыми частицами).

* Рассеянные глины в основном подвержены воздействию гидростатического, а не геостатического давления, и надо полагать, что они содержат больше связанной воды по сравнению с вмещающими глинами. При одном и том же количестве сухого материала рассеянные глины заполняют больший объем пор, снижая эффективную пористость пород.

Удельное сопротивление трещиноватых 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. Относительное и удельное сопротивление таких пород высокие и резко изменяющиеся по разрезу и площади при сравнительно малом изменении литологии и общей пористости породы (рис. 30, *в*, *г*). Под общей пористостью $k_{п. общ}$ понимается отношение суммарной емкости всех пустот (межзерновых пор, трещин, каверн) к общему объему породы.

Большое влияние на удельное сопротивление трещинно-кавернозных пород оказывает наличие в них трещин. Трещина, заполненная электролитом, представляет для тока, текущего по направлению ее простирания, 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.

Электропроводность трещиноватой породы равна

$$1/\rho_T = \frac{k_{пт}}{A\rho_{ж}} + \frac{1}{\rho_m}; \quad (43)$$

$$k_{пт} = A \frac{\rho_{ж}(\rho_m - \rho_T)}{\rho_m \rho_T}, \quad (43')$$

где $k_{пт}$ — объем трещин в долях от объема породы (трещинная пористость); $\rho_{ж}$ — удельное сопротивление жидкости, заполняющей трещины; ρ_m — удельное сопротивление нетрещиноватой части породы; A — коэффициент, величина которого в зависимости от пространственного расположения систем трещин может изменяться от 1 до 2; при хаотическом распределении трещин коэффициент A приблизительно равен 1,5 [24].

При насыщении трещин высокоминерализованной водой с малым сопротивлением трещиноватость приводит к значительному снижению удельного сопротивления пород ρ_T , 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 ρ_m 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 трещиновой зоны по снижению сопротивления на диаграмме электрического каротажа.

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенных пород

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы зависит от процентного содержания в ее порах нефти или газа и воды (коэффициентов нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ или водонасыщенности k_v), 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 степень его нефтегазонасыщенности. Породы, обладающие различной нефтегазонасыщенностью, могут отметиться одинаковыми сопротивлениями, а обладающие одинаковой нефтегазонасыщенностью — разными сопротивлениями.

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

$$Q = \rho_{нг} / \rho_{вп} \quad (44)$$

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

Между коэффициентом увеличения сопротивления Q и коэффициентом водонасыщенности k_b существует обратная степенная зависимость

$$Q = 1/k_b^n, \quad (45)$$

где k_b — коэффициент водонасыщенности, который равен отношению объема пустот, заполненных водой, к общему объему пустотного пространства породы; n — показатель степени водонасыщенности, зависящий от литолого-петрографического характера пород и свойств нефти и воды; показатель степени n может изменяться в пределах 1,73—4,33 (в большинстве случаев n принимается равным 2).

Коэффициент нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ равен отношению объема пустот, заполненных нефтью и газом, к общему объему пустотного пространства породы. Если считать, что весь объем пор равен единице, то сумма коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности равна $k_{нг} + k_b = 1$, следовательно,

$$Q = 1/(1 - k_{нг})^n. \quad (46)$$

Таким образом, по величине коэффициента увеличения сопротивления Q можно определить коэффициент нефтегазонасыщенности чистого пласта $k_{нг}$.

Коэффициент увеличения сопротивления чистого пласта зависит от степени нефтегазонасыщенности пласта 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 Q будет минимальным. При разобщении частиц воды в порах чистой породы коэффициент увеличения сопротивления возрастает.

На рис. 31 изображена зависимость коэффициента увеличения сопротивления Q от водонасыщенности k_b для различных нефтеносных районов Советского Союза и отдельных продуктивных горизонтов. Кривые построены по результатам лабораторных исследований образцов пород, искусственно насыщенных водой и нефтью. Они характеризуют достаточно тесную связь между параметрами Q и $k_{нг}$, k_b для разных месторождений независимо от типа пород. Это дает

возможность считать, что в рассмотренных коллекторах зерна имеют гидрофильную поверхность, вода образует в поровом пространстве непрерывную сеть проводящих каналов, обеспечивающую хорошую электропроводность их.

Пример. Определить коэффициент нефтенасыщенности продуктивного песчаного пласта девона Туймазинского месторождения, удельное сопротивление которого $\rho_{пг}$ равно $35 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, коэффициент пористости 20% , сопротивление пластовой воды при температуре пласта $\rho_{в} = 0,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

По кривой $P = f(k_n)$ для девонских песчаников (см. рис. 29, а, кривая 2) находим величину относительного сопротивления $P = 16$, откуда сопротивление пласта, полностью заполненного водой, согласно формуле (31) равно $\rho_{вп} = 16 \cdot 0,04 = 0,64 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Соответственно коэффициент увеличения сопротивления $Q = 35 : 0,64 = 55$. Согласно кривой 3 рис. 31 отсчитываем коэффициент нефтенасыщенности $k_{нг} = 90\%$.

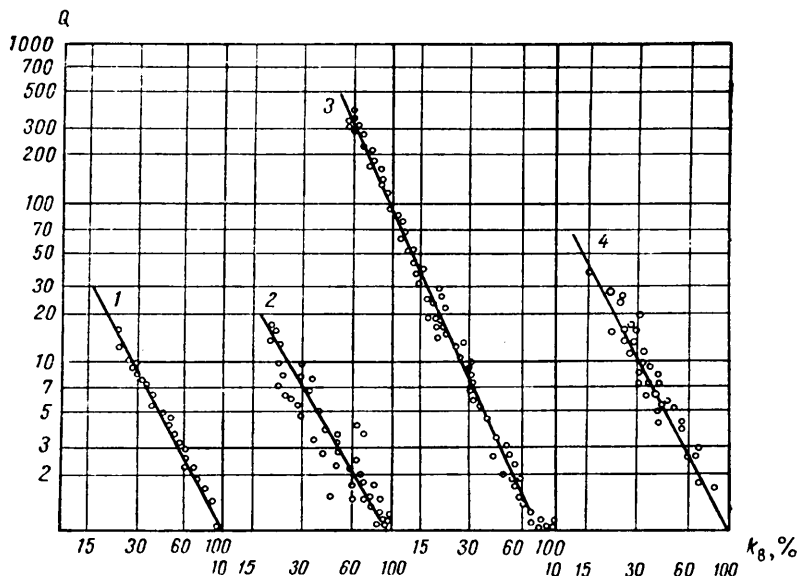


Рис. 31. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от содержания воды и нефти в породе.

1 — для песчаников третичных отложений (по И. М. Когану); 2 — для песчаников третичных отложений месторождений Грозного (по Л. И. Долиной); 3 — для песчаников девона Туймазинского месторождения (по А. В. Золотову); 4 — для песчаников разного возраста (по Ф. И. Котяхову)

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенных пород сильно зависит от их глинистости, соответственно коэффициент увеличения сопротивления глинистых коллекторов претерпевает значительные изменения.

Электропроводность нефтегазонасыщенных глинистых коллекторов можно получить из формул (40) и (42), которые соответственно для тонкослоистых глинистых коллекторов и при рассеянном глинистом материале приобретают выражения

$$\frac{1}{\rho_{нг}} = \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{P \rho_{в}} k_{в}^2, \quad (47)$$

$$\frac{1}{\rho_{нг}} = \frac{C_{гл}^2}{\rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{P \rho_{в}} k_{в}^2, \quad (48)$$

где $k_{в}$ — коэффициент водонасыщенности чистой компоненты.

Согласно формулам (40), (42), (47), (48), коэффициенты увеличения сопротивления для тонкослоистых глинистых коллекторов и при рассеянном глинистом материале соответственно определяются

$$Q = \frac{C_{гг} P \rho_v + (1 - C_{гг}) \rho_{гг}}{C_{гг} P \rho_v + (1 - C_{гг}) \rho_{гг} k_B^2}; \quad (49)$$

$$Q = \frac{C_{гг}^2 P \rho_v + (1 - C_{гг}) \rho_{гг}}{C_{гг}^2 P \rho_v + (1 - C_{гг}) \rho_{гг} k_B^2}. \quad (50)$$

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

Влияние всестороннего давления на величину удельного сопротивления пород

В условиях естественного залегания на большой глубине горные породы испытывают всестороннее эффективное¹ давление. Под воздействием этого давления породы претерпевают упруго-пластические деформации, которые сопровождаются уменьшением пористости, а следовательно, возрастанием относительного сопротивления.

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

Увеличение сопротивления горной породы происходит наиболее интенсивно при повышении давления до 30—40 МПа (рис. 32). При дальнейшем увеличении давления интенсивность роста сопротивления снижается и стремится к своему пределу до наступления необратимых разрушений в скелете породы. Одновременно с увеличением ρ_n , под действием эффективного напряжения, происходит уменьшение пористости и усложнение извилистости токопроводных путей в породе. Этим объясняется более интенсивное снижение электропроводности и проницаемости породы сравнительно с изменением ее пористости.

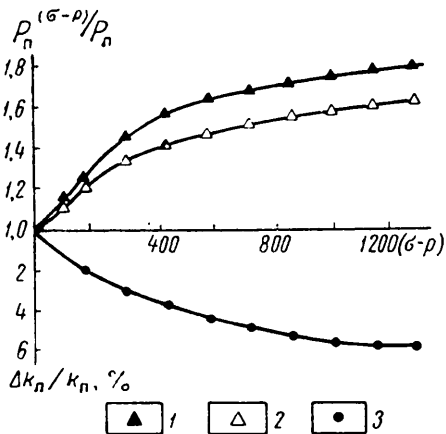


Рис. 32. Экспериментальные кривые изменения относительного сопротивления и пористости песчаников с различной водонасыщенностью в зависимости от эффективного напряжения $(\sigma - p)$ при $p = \text{const}$, $t = \text{const}$. Песчаник медина, $k_n = 8,7\%$, $k_{пр} = 1$ мД (по В. М. Добрынину).

1 — $k_n = 100\%$; 2 — $k_n = 35\%$; 3 — изменение пористости песчаника

¹ В естественных условиях породой воспринимается разность горного и пластового давлений, действующих одновременно, но в разных направлениях. Результирующую давление принято называть эффективным давлением (напряжением).

Наибольшие изменения сопротивления наблюдаются для низкопористых разностей известняков и песчаников. Для известняков с коэффициентом пористости менее 2% при всестороннем сжатии до $(\sigma - p) = 40$ МПа (σ — среднее нормальное напряжение; p — давление жидкости в порах коллектора) сопротивление может возрасти в 3 раза. Наибольшее возрастание сопротивления под воздействием эффективного напряжения происходит в трещиноватых породах. В песчано-глинистых породах с пористостью менее 6% при тех же условиях возможно еще более интенсивное увеличение 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 при атмосферных условиях.

В результате экспериментальных исследований установлено, что для различных карбонатных и песчано-глинистых пород нет однозначной зависимости между увеличением всестороннего давления и изменениями удельного сопротивления, пористости и проницаемости.

По данным экспериментальных исследований относительное уменьшение открытой пористости мезозойских песчаников Восточного Предкавказья при эффективном давлении 30 МПа составляет 5—15%. Минимальные относительные изменения пористости характерны для слабоглинистых разностей песчаника, максимальные — для сильно глинистых (с содержанием глинистого цемента 25—30% по массе). Пористость пород, сцементированных карбонатными и карбонатно-глинистыми цементами, изменяется в меньшей степени по сравнению с пористостью пород, сцементированных глинистым цементом. Газопроницаемость и электропроводность пород-коллекторов уменьшаются в среднем на 15—35%, снижаясь для сильно глинистых на 50—60%.

Изменение относительного сопротивления P и пористости k_n водонасыщенных песчано-глинистых пород под воздействием эффективного напряжения, рассмотрено в работе [9]. В результате эффективного давления $(\sigma - p)$ величина пористости песчаника уменьшается на Δk_n , а значение коэффициента цементации m в связи с усложнением формы поровых каналов возрастет на Δm .

В результате уравнение (33) примет вид

$$F^{(\sigma-p)} = 1/(k_n - \Delta k_n)^{m+\Delta m}, \quad (51)$$

где $P^{(\sigma-p)}$ — параметр пористости породы при напряжении $(\sigma - p)$.

Воспользовавшись уравнениями (33) и (51), рассмотрим увеличение сопротивлений и изменение пористости под действием эффективного напряжения

$$\frac{P^{(\sigma-p)}}{P} = \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta k_n}{k_n}\right)^m \left(1 - \frac{\Delta k_n}{k_n}\right)^{\Delta m} k_n^{\Delta m}}. \quad (52)$$

Если учесть, что при упругой деформации сцементированных пород величины $\Delta k_n/k_n$ и Δm значительно меньше единицы, то с допустимой погрешностью можно записать, что

$$\frac{P^{(\sigma-p)}}{P} \approx \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta k_n}{k_n}\right)^m k_n^{\Delta m}} \quad (53)$$

или

$$\frac{\rho(\sigma-\rho)}{\rho} \approx \frac{1}{\left(1-m \frac{\Delta k_n}{k_n}\right) k_n^{\Delta m}} \approx \nu / k_n^{\Delta m}, \quad (54)$$

где ν (поправочный коэффициент) и значение Δm определяются экспериментально.

Максимальное изменение Δm отмечается против пород, содержащих глинистый материал.

При небольших глубинах скважин (1000—2000 м) сходимость величин сопротивлений пород, полученных в скважине и в лаборатории, остается в пределах точности метода. С увеличением глубины исследуемых разрезов скважин свыше 2000 м наблюдаются расхождения величин удельных сопротивлений, измеренных в лаборатории при атмосферном давлении и в скважине. Для учета получаемых расхождений проводят экспериментальные исследования кернов при различных горном и пластовом давлениях и вводят соответствующие поправки.

§ 4. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЯ КАЖУЩЕГОСЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД (МЕТОД СОПРОТИВЛЕНИЯ)

Для изучения удельного электрического сопротивления горных пород, пересеченных скважиной, применяются следующие виды каротажа по методу сопротивления: 1) каротаж обычными зондами, в том числе и боковое каротажное зондирование (БКЗ); 2) боковой каротаж; 3) индукционный каротаж; 4) микрокаротаж.

Эти виды каротажа отличаются устройством измерительных установок (зондов) и некоторыми свойствами измеряемых величин.

Каротаж обычными зондами

Для замера сопротивления пород, пересеченных скважиной, служит четырех-электродная установка АМNB-каротажный зонд (рис. 33). Наиболее распространенным является зонд, имеющий три электрода (N , M , A), которые присоединяются к концам кабеля и спускаются в скважину. Четвертый электрод B (заземление) устанавливают на поверхности устья скважины.

Через электроды A и B , называемые токовыми, пропускают ток i , создающий электрическое поле в породе. При помощи электродов M и N , называемых измерительными, измеряют разность потенциалов ΔU между двумя точками данного электрического поля.

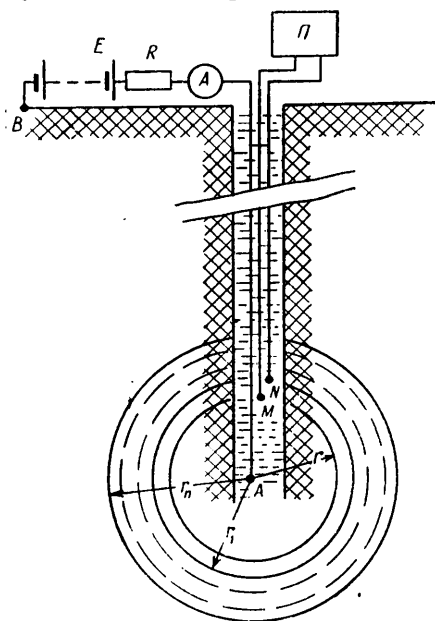


Рис. 33. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления.

A и B — токовые электроды; M и N — измерительные электроды; Π — измерительный прибор; E — источник тока; R — сопротивление для установки силы тока в цепи питания; A (в кружке) — амперметр

Потенциал некоторой точки M , созданный точечным электродом A , через который протекает ток i , в однородной изотропной среде с удельным сопротивлением ρ равен [15]

$$U_M = \rho_i / 4\pi r_M, \quad (55)$$

где r_M — расстояние между электродами A и M .

Подставляя вместо r_M радиус AM или AN , получим потенциал в точке M , равный $U_M = \rho_i / 4\pi AM$, и потенциал в точке N — $U_N = \rho_i / 4\pi AN$.

Если считать электроды зонда точечными, то разность потенциалов между его измерительными электродами M и N будет

$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho_i}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho_i}{4\pi} \left(\frac{AN - AM}{AM \cdot AN} \right),$$

где $AN - AM = MN$.

Тогда

$$\Delta U = \frac{\rho_i}{4\pi} \frac{MN}{AM \cdot AN}. \quad (56)$$

По формуле (56) можно вычислить удельное сопротивление однородной среды

$$\rho = \frac{\Delta U}{i} \frac{4\pi AM \cdot AN}{MN}, \quad (57)$$

где i — сила тока в питающей цепи; 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 (57), можно измерить, и таким образом можно определить величину удельного сопротивления среды. Нахождение этой величины и является целью электрического каротажа по методу сопротивлений.

При каротаже разность потенциалов выражается в тысячных долях вольта — милливольтх (мВ), сила тока в тысячных долях Ампера — миллиамперах (мА), а расстояние MN , AM и AN — в метрах (м), при этом удельное сопротивление будет выражено в ом-метрах (Ом·м).

Приведем формулу (57) к виду, в котором она обычно применяется в практике электрического каротажа.

Для этого, полагая

$$4\pi AM \cdot AN / MN = K, \quad (58)$$

получим

$$\rho = K \Delta U / i, \quad (59)$$

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 (59) справедливо для вычисления удельного сопротивления ρ изотропной и однородной среды. При этом условии значение удельного сопротивления должно оставаться постоянным при любых расстояниях AM и AN . Это значение является истинным удельным сопротивлением исследуемой среды. Однако условие однородности среды в действительности никогда не выполняется.

При каротаже мы всегда имеем дело с неоднородной средой, состоящей из пластов с различными удельными сопротивлениями, и глинистого раствора, заполняющего скважину. Между тем формулу (59), справедливую только для однородной среды, применяют для среды неоднородной, а полученный результат называют кажущимся удельным сопротивлением (КС или ρ_k). Кажущееся удельное сопротивление отличается от удельного и тем больше, чем больше неоднородность среды. Кажущееся сопротивление зависит от многих факторов: удельного сопротивления и мощностей пластов, против которых находится каротажный зонд; диаметра скважины и удельного сопротивления заполняющего бурового раствора; характера проникновения фильтра раствора в пласт; типа и размера зонда, которым проводят измерения.

Легко увидеть, что если поменять местами точки A и M , т. е. источник тока поместить в точку M и определить потенциал в точке A , то его величина выразится тем же уравнением (55). Это положение справедливо также для неоднородной среды и находит практическое применение в электрическом каротаже. Оно известно под названием принципа взаимности.

Кажущееся удельное сопротивление, замеренное в однородной анизотропной среде, не зависит от типа и размеров зонда, пропорционально среднему удельному сопротивлению анизотропной среды ρ_{cp} и зависит от коэффициента анизотропии λ_a и угла $(\pi/2) - \alpha_L$, составленного скважиной и направлением падения пластов¹.

Значение кажущегося сопротивления при этом определяется формулой

$$\rho_k = \frac{\rho_{cp}}{\sqrt{1 + (\lambda_a^2 - 1) \cos^2 \alpha_L}}. \quad (60)$$

Из этой формулы следует, что кажущееся сопротивление анизотропной среды, замеренное по перпендикуляру к напластованию $\rho_{k \perp}$, равно удельному сопротивлению этой среды, замеренному в плоскости напластования $\rho_{\parallel}$:

$$\rho_{k \perp} = \rho_{cp} / \lambda_a = \rho_{\parallel}. \quad (61)$$

Если же замер произведен в плоскости напластования, то кажущееся сопротивление $\rho_{k \parallel}$ равно среднему удельному сопротивлению этой среды ρ_{cp} или

$$\rho_{k \parallel} = \lambda_a \rho_{\parallel}. \quad (62)$$

Так как коэффициент анизотропии пород больше единицы, то кажущееся сопротивление в направлении, перпендикулярном напластованию, меньше кажущегося сопротивления по напластованию $\rho_{k \perp} < \rho_{k \parallel}$. Между тем известно, что истинное удельное сопротивление анизотропных пород в направлении, перпендикулярном напластованию, больше истинного удельного сопротивления по напластованию: $\rho_{\perp} > \rho_{\parallel}$. Такое несоответствие между значениями кажущихся сопротивлений и истинных называется парадоксом анизотропии и вызвано увеличением плотности тока вдоль напластования в направлении повышения электропроводности анизотропных (слоистых) пород.

Результаты измерения кажущегося сопротивления пород в скважине изображаются в виде кривой изменения кажущегося сопротивления (КС) вдоль ствола скважины — кривой сопротивления (см. рис. 1).

¹ Угол α_L — видимый угол падения пород. При вертикальной скважине угол α_L равен истинному углу падения пород.

Для измерения КС пород при каротаже обычными зондами широко применяются зонды различных типов и размеров. Выделяют зонды двух основных типов: градиент-зонды и потенциал-зонды (рис. 34).

Градиент-зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами M и N или A и B мало по сравнению с расстоянием AM или MA .

Размером градиент-зонда является величина AO ; O — середина между парными (сближенными) электродами MN (AB), точка записи. Градиент-зонд, у которого сближенные парные электроды расположены под непарным электродом, называют *последовательным* градиент-зондом. При расположении сближенных парных электродов над непарным зонд называют *обращенным* или *кровельным* градиент-зондом.

Градиент-зондом такой зонд называется потому, что замер кажущихся сопротивлений этим зондом сводится к измерению градиента-потенциала электрического поля электрода A , т. е. приращения потенциала на единицу длины. В самом деле, при бесконечно малом MN формулу (57) можно записать так:

$$\rho_k = 4\pi AO^2 \frac{(\Delta U / MN)_{MN \rightarrow 0}}{i} = 4\pi AO^2 \frac{E}{i}, \quad (63)$$

где E — составляющая по оси z напряженности электрического поля в точке O или градиент-потенциал с обратным знаком.

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). При этом потенциал электрода N невелик и уменьшается с увеличением расстояния между электродами MN , приближаясь к нулю.

Расстояние AM является размером потенциал-зонда. Замер кажущегося сопротивления относят к середине сближенных электродов AM . Кажущееся сопротивление, замеренное потенциал-зондом,

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{i} = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \frac{\Delta U}{i} = 4\pi \left(\frac{AM \cdot AN}{MN} \right) \frac{U_M - U_N}{i}. \quad (64)$$

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

$$\rho_k = 4\pi AMU_M / i. \quad (65)$$

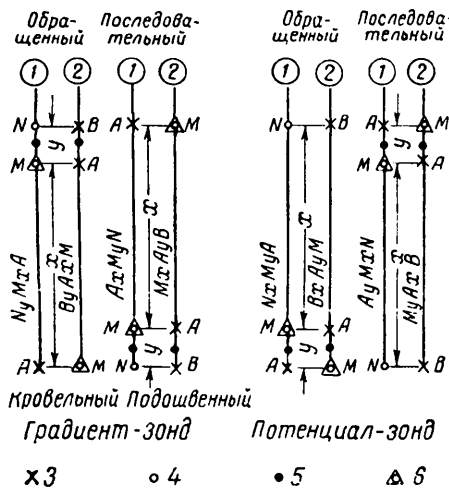


Рис. 34. Обозначение зондов.

1 — однополюсный зонд (зонд прямого питания); 2 — двухполюсный зонд (зонд взаимного питания); 3 — токовые электроды (A, B); 4 — измерительные электроды (M, N); 5 — точка записи кажущегося сопротивления; 6 — электроды для замера ПС, точки записи ПС

Кажущееся сопротивление при применении потенциал-зонда определяется потенциалом электрического поля в точке M . Поэтому зонды такого типа и называются потенциал-зондами.

Установлено, что изменение кажущихся сопротивлений существенно зависит от размеров градиент- или потенциал-зонда. Глубина исследования тем больше, чем больше размер зонда. Наилучшая связь между кривой сопротивления и геологическим разрезом наблюдается при отнесении результатов измерения КС к средней точке между сближенными электродами зонда — точке записи сопротивления.

Для условной оценки глубины исследования зондом применяют термин радиус исследования. Радиусом исследования зонда условно считать радиус сферы в однородной среде неограниченной мощности, оказывающей на показание зонда такое же влияние, 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. 2

При каротаже скважин широко пользуются свойством взаимности токовых и измерительных электродов. Величины кажущихся сопротивлений, измеряемых при помощи градиент- и потенциал-зонда, не изменяются, если, не меняя расстояния между электродами и последовательности их расположения, менять их назначение, т. е. питающие электроды делать измерительными и наоборот.

Зонд с одним питающим электродом и двумя измерительными называется *однополюсным* (или зондом прямого питания); зонд с двумя питающими электродами и одним измерительным называется *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

$$K = 4\pi M A \cdot MB / AB. \quad (66)$$

Зонды записываются по обозначениям электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между ними расстояния в метрах. Так, например, $M2,5AO,25B$ обозначает градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, у которого верхний электрод является измерительным; на расстоянии 2,5 м ниже его расположен первый токовый электрод A и на расстоянии 2,75 м — второй токовый электрод B .

Форма кривой сопротивления, полученной обычными зондами и определение границ пластов

Рассмотрим форму кривых сопротивлений и выражение на этих кривых границ пластов. Приведенные кривые (рис. 35) получены обычными зондами против однородных пластов ограниченной мощности с большим и малым сопротивлениями на основании экспериментальных и теоретических исследований. Для сравнения на рис. 35 даны границы пластов и там же пунктиром обозначено удельное сопротивление пластов и вмещающих пород.

Градиент-зонд. Пласт высокого сопротивления. Если мощность пласта превышает длину зонда (мощный пласт), пласт отмечается асимметричным максимумом. При подошвенном градиент-зонде кровля пласта соответствует минимальному сопротивлению, а подошва — максимальному. В действительности для реального зонда граница подошвы пласта проводится ниже максимума на половину расстояния между сближенными электродами.

При мощности пласта меньше длины зонда (тонкий пласт) пласт отмечается максимумом со слабо выраженной асимметрией. Кровля пласта находится

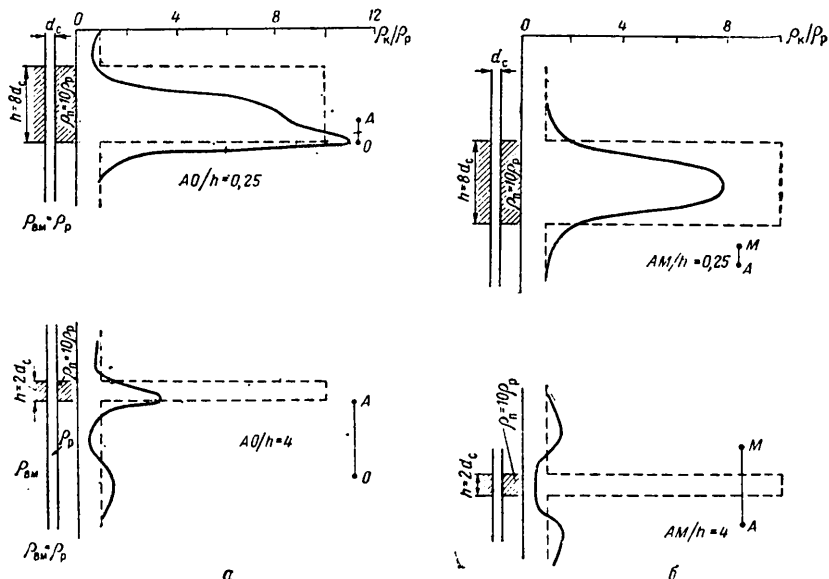


Рис. 35. Кривые сопротивления для однородного пласта с большим (а, б)

а, б — подошвенный градиент-зонд;
1 — удельное сопротивление пластов и вмещающих

против точки с наиболее крутым подъемом кривой, а подошва — несколько ниже максимума.

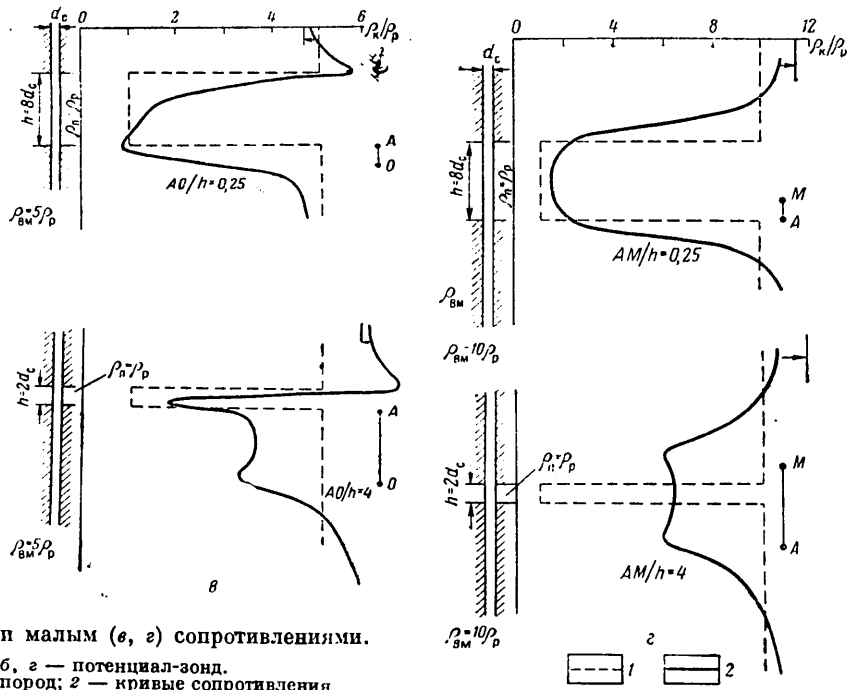
На расстоянии длины зонда ниже подошвы пласта наблюдается повышение сопротивления, вызванное экраным максимумом (см. рис. 35, а).

Пласт малого сопротивления. Мощный пласт отмечается на кривой сопротивления асимметричным минимумом. При подошвенном градиент-зонде кровля пласта отмечается приблизительно по максимуму, а точнее — ниже его на половину расстояния между сближенными электродами. Подошва пласта отмечается по минимуму. Для пластов, мощность которых меньше длины зонда, подошва пласта отмечается по переходу кривой сопротивления от пониженных значений к минимальным (см. рис. 35, б).

При кровельном градиент-зонде кривые сопротивления являются зеркальным отражением кривых, полученных подошвенным градиент-зондом. Определение границ пласта при кровельном градиент-зонде производится по тем же правилам, что и в случае подошвенного градиент-зонда, но с учетом обратного хода кривой.

Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления. Пласт, мощность которого превышает длину потенциал-зонда, отмечается симметричным относительно середины пласта максимумом. Границы пласта проводятся симметрично относительно максимума, кровля — на половину длины зонда выше, а подошва — на ту же величину ниже точки перехода от плавного к более крутому подъему кривой сопротивления.

При мощности пласта, меньшей длины зонда, пласт высокого сопротивления отмечается снижением сопротивления; некоторое повышение сопротивления



наблюдается выше кровли и ниже подошвы пласта на расстоянии половины длины зонда вследствие экранирующих явлений (см. рис. 35, б).

Пласт малого сопротивления. Такой пласт отмечается на кривой кажущегося сопротивления симметричным относительно середины пласта минимумом. Границы пласта проводятся по точкам перехода от крутого спада кривой к ее плавному пониженному участку с учетом того, что эти точки смещены относительно кровли и подошвы на половину длины зонда. Таким образом, ширина минимума превышает мощность пласта на длину зонда. Выделение границ тонкого пласта малого сопротивления в этом случае становится затруднительным (см. рис. 35, г). Чередование пластов. Выше были рассмотрены формы кривых сопротивлений против однородных одиночных пластов, окруженных однородной средой с сопротивлением, равным или большим сопротивления бурового раствора, заполняющего скважину.

При чередовании пластов, имеющих различные сопротивления, обычное распределение плотности тока в скважине нарушается, происходит перераспределение силовых линий тока и возникают явления экранирования. Эти явления

оказывают влияние на величины кажущихся сопротивлений и должны учитываться при интерпретации кривых кажущихся сопротивлений.

Значительное влияние на измерения градиент-зондом оказывает соседний пласт высокого сопротивления, расположенный со стороны удаленного электрода.

Если расстояние между серединами соседних пластов больше длины зонда, величины кажущихся сопротивлений завышаются, а если меньше — занижаются по сравнению с тем, что наблюдалось бы, если бы пласт был одиночным (рис. 36).

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

Форма кривых кажущихся сопротивлений при чередовании пластов достаточно полно изучена в лаборатории на модельных установках [18].

Фактические кривые сопротивления

Фактические кривые сопротивления, полученные в результате замера в скважине, имеют значительно более сложную форму, чем расчетные или измеренные на моделях. Сложность формы фактической кривой сопротивления обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметра скважины и зоны проникновения фильтра бурового раствора в пласт, неперпендикулярностью оси скважины к плоскостям напластования.

Для получения представления о разрезе, вскрываемом скважиной (выделения пластов различного сопротивления и определения их границ), необходимо выделить на фактической кривой сопротивления основные элементы, известные по расчетным кривым. Это можно сделать, если знать основные причины, вызывающие осложнение кривой КС, и особенности изменения кривой, возникающие под влиянием различных факторов.

На рис. 37 показаны два пласта с высоким сопротивлением и мощностью, большей длины зонда (2154—2140,5 м) и меньшей (2129—2128 м). Кривые сопротивлений, полученные потенциал-зондом В2,5АО,5М, подошвенным градиент-зондом А4МО,5N и кровельным градиент-зондом NO,5М4А, почти полностью соответствуют расчетным кривым сопротивления. Выделение границ

пластов проводится по известному принципу и не вызывает затруднения.

На рис. 38 (1462,5—1451,0 м) показан нефтенасыщенный пласт высокого сопротивления, который уменьшается к подошве вследствие увеличения содержания остаточной воды в нижней части пласта (наличие переходной зоны см. § 29).

Более правильное представление о снижении сопротивления в нижней части пласта можно составить по диаграмме КС, полученной потенциал-зондом В2,5АО,5М.

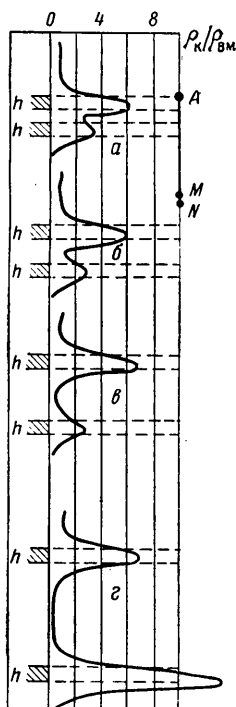


Рис. 36. Кривые сопротивления для двух пластов, мощность которых меньше длины зонда (подошвенный градиент-зонд).

$\rho_{\text{п}} = 10 \rho_{\text{р}} \text{ и } \rho_{\text{ам}} = \rho_{\text{р}}$. Мощность прослой равна соответственно для а, б, в — h , $1,5h$, $4h$ (занижающее экранирование), для г — $8h$ (завышающее экранирование); $AM = 7,5h$; $MN = h$

На рис. 39 (1452,5—1435 м) показан случай, когда удельное сопротивление на границе пластов меняется не скачком, а постепенно из-за наличия пластов с промежуточным удельным сопротивлением, убывающим с глубиной. Рис. 39 иллюстрирует также явление экранирования тока пластом высокого сопротивления (1452,5—1435 м), разделяющим два других пласта меньшей мощности высокого сопротивления, залегающих ниже и выше основного пласта на глубинах 1464—1460,5 и 1435,5—1430,5 м.

На форму кривой сопротивления существенное влияние оказывает скважина. Влияние скважины определяется минерализацией заполняющего ее глинистого раствора (сопротивлением), углом встречи скважины с пластом, диаметром скважины и глубиной проникновения раствора в пласт. Влияние скважины особенно велико, если вскрываемый разрез представлен породами высокого сопротивления (гипсом, ангидритом, каменной солью, известняками, доломитами и т. п.), заполненными высокоминерализованным буровым раствором. В этих условиях кривая кажущихся сопротивлений отображает изменение плотности тока, связанное с изменением диаметра скважины. Границы пластов соответствуют при этом границам изменения диаметра скважины и отмечаются на кривых сопротивления, как и на кавернограммах, по точкам перегиба кривой (рис. 40). Влияние скважины тем больше, чем меньше удельное сопротивление заполняющего скважину раствора ρ_p по сравнению с удельным сопротивлением пласта ρ_n и чем меньше отношение длины зонда L к диаметру скважины d_c .

Существенное влияние на форму кривой и величину кажущегося сопротивления оказывает неперпендикулярность оси скважины к плоскостям напластования. Когда угол встречи скважины с пластом менее 60° , наблюдается

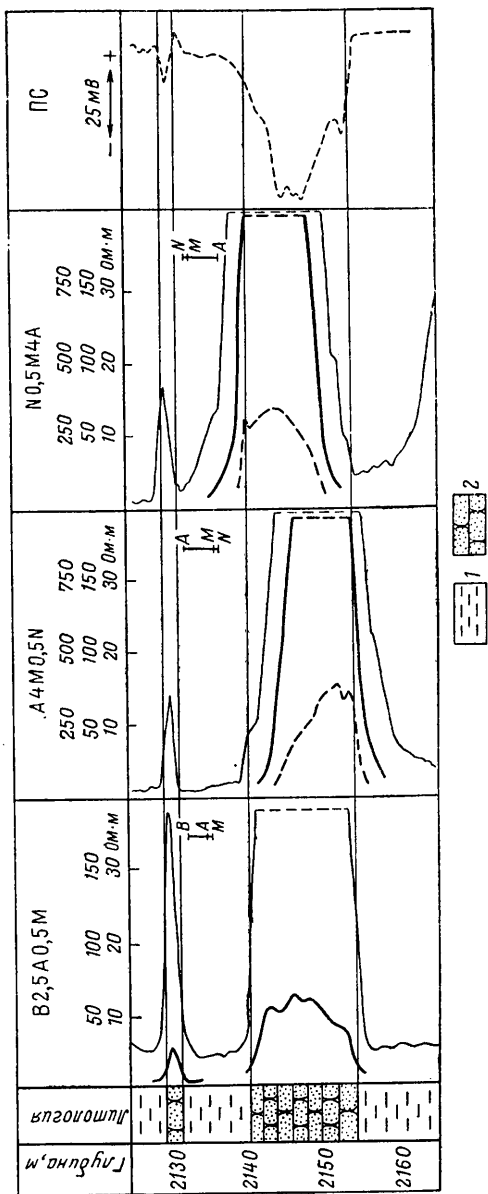


Рис. 37. Фактические кривые сопротивления для двух пластов с высоким сопротивлением и мощностью, большей и меньшей длины зонда.

1 — глина; 2 — песчаник

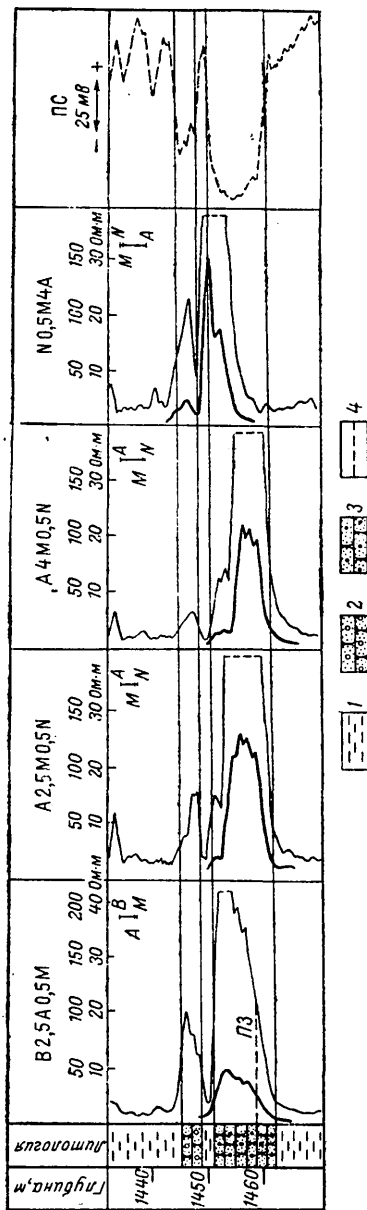


Рис. 38. Фактические кривые КС для пласта высокого сопротивления, которое уменьшается к подошве вследствие уменьшения нефтенасыщенности (наличие переходной зоны).

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

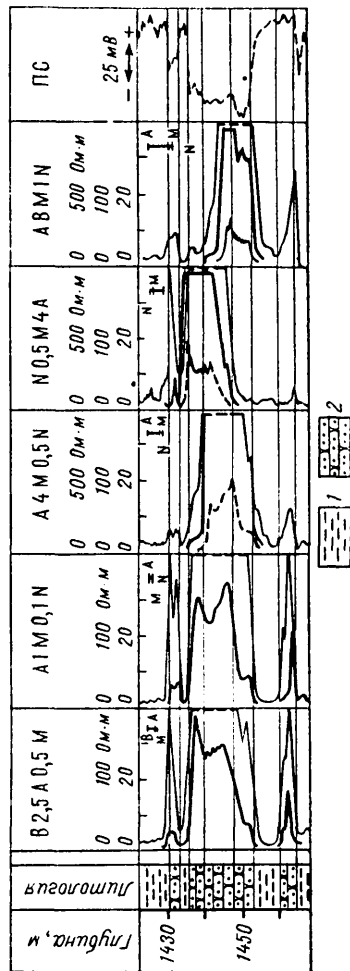


Рис. 39. Фактические кривые сопротивления для случая, когда изменение удельного сопротивления на границе пластов происходит не скачком, а через пласты с промежуточным удельным сопротивлением.

1 — глина; 2 — песчаник

Рис. 40. Влияние диаметра скважины на величины кажущихся сопротивлений в гидрохимических отложениях (Иркутский амфитеатр, по Н. А. Перькову).

1 — доломиты; 2 — ангидриты; 3 — каменная соль; d_n — линия номинального диаметра скважины

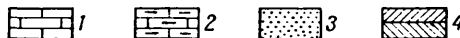
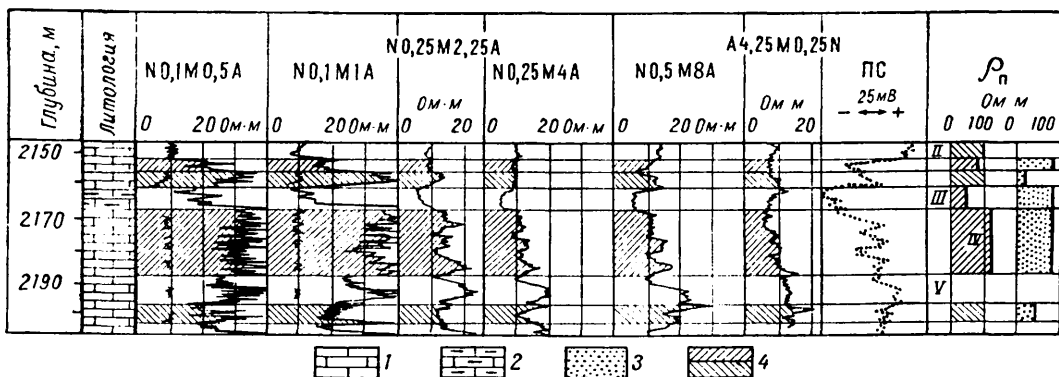
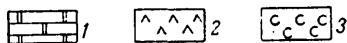
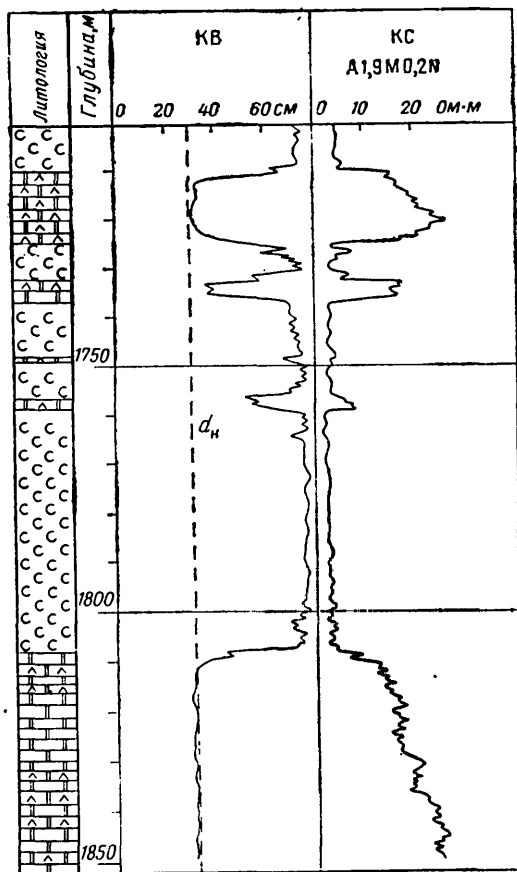


Рис. 41. Кривые сопротивления при повышающем проникновении раствора в пласты.

1 — известняки; 2 — известняки глинистые; 3 — зона проникновения диаметром D ; 4 — удельное сопротивление, определенное по БКЗ; II—V — пласты

сглаживание максимума и кривой сопротивления в целом; методы выделения границ пластов, разработанные для вертикальных скважин, секущих горизонтально лежащие слои, не могут быть здесь применены.

Кривая сопротивления для пластов с проникновением раствора по своей форме сходна с такой же кривой, полученной для пластов высокого сопротивления. Однако эта кривая лучше дифференцируется, что может быть связано с неравномерным проникновением раствора в пласт. Поэтому пласт с проникновением раствора может быть приравнен к пласту высокого сопротивления,

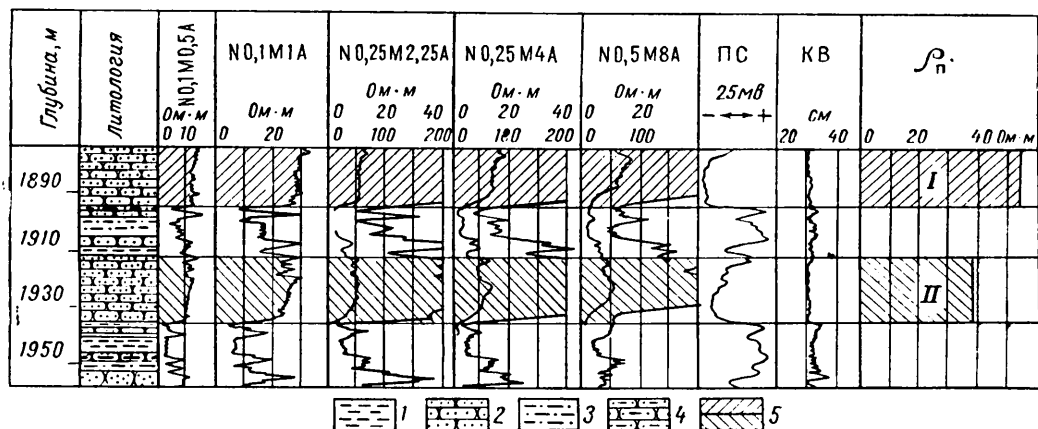


Рис. 42. Кривые сопротивления при понижающем проникновении раствора в пласты.

1 — глина; 2 — песчаники; 3 — глина песчаная; 4 — песчаник глинистый; 5 — удельное сопротивление пород, определенное по боковому каротажному зондированию (БКЗ); I, II — пласты; KB — кавернограмма

содержащему тонкие прослои с относительно меньшим сопротивлением. С увеличением длины зонда кажущееся удельное сопротивление пласта при повышающем проникновении постепенно снижается (рис. 41). При понижающем проникновении имеет место постепенное повышение кажущихся удельных сопротивлений с увеличением длины зонда (рис. 42).

Как видно из изложенного, в скважинных условиях на форму кривой сопротивления влияют многочисленные факторы. Этим объясняется разнообразие форм кривых сопротивления, зарегистрированных в скважине, и отличие их от расчетных. Однако в большинстве случаев по фактическим кривым сопротивления можно выделить основные элементы, присущие расчетным кривым, определить границы пласта и расчленить разрез на пласты различного удельного сопротивления.

Для более детальных исследований проводится боковое каротажное зондирование (БКЗ).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Одним из важнейших параметров, получаемых в результате геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, является удельное сопротивление горных пород. Данные об удельном сопротивлении используются при расчленении разреза, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценке их нефтегазоносности. Особенно большую роль играют эти данные в определении нефтегазоносности.

В Советском Союзе для изучения удельного сопротивления пластов наряду с другими методами широко применяют боковое каротажное зондирование. Сущность этого метода заключается в измерении кажущихся удельных сопротивлений градиент- и потенциал-зондами различной длины против исследуемого интервала. Для того чтобы достаточно точно определить удельное сопротивление зоны проникновения и неизменной части пласта, выявить наличие пластов, в которые проник раствор, и глубину проникновения, необходимо замерить кажущиеся сопротивления на исследуемом участке скважины большим числом каротажных зондов различной длины, а следовательно, и различным радиусом исследований.

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. Один из зондов БКЗ является стандартным, используемым при проведении обычного каротажа методом сопротивлений. В зависимости от того, подошвенным или кровельным является стандартный зонд, БКЗ проводят соответственно подошвенными или кровельными градиент-зондами.

В интервале проведения БКЗ необходимо определять удельное сопротивление глинистого раствора резистивиметром и диаметр скважины каверномером, а также проводить измерение микрозондами.

Запись диаграммы ПС при БКЗ производится обычно дважды: один из замеров, являющийся контрольным, выполняется электродом, максимально удаленным от глубинного прибора.

Изменение расстояний между электродами зонда при БКЗ осуществляется при помощи специального устройства в глубинном приборе, предназначенного для переключения жил кабеля с одного зонда на другой.

Обработка диаграмм БКЗ. Данная операция заключается в выделении пластов и отсчете существенных значений кажущихся сопротивлений против них; в построении кривых зависимости КС от размера зонда — кривых зондирования и кривых БКЗ; в сравнении полученных кривых с расчетными для определения удельного сопротивления пластов и выявлении зон проникновения раствора в пласт.

Выделение пластов и уточнение их границ производят по совокупности всех кривых КС, полученных зондами различной длины. Кроме того, используют кривую ПС, кавернограмму и диаграммы, полученные микрозондами. Обычно диаграммы БКЗ обрабатывают для всех пластов, поддающихся обработке, и в особенности для пластов, представляющих практический интерес (продуктивных пластов).

При выделении границ пласта должны быть учтены и литологические границы. Однако не следует искать совпадений литологических границ пластов с границами, выделенными по каротажу. Литологически однородный пласт может быть по своим электрическим свойствам разделен на несколько пластов.

Для каждого из выделенных пластов строят кривые зависимости КС от размеров зонда — кривые зондирования.

Величины КС различны для разных точек пласта. Существенными величинами (представляющими интерес) являются среднее, максимальное,

минимальное и оптимальное значения сопротивлений. Примеры отсчета максимальных, средних и оптимальных величин сопротивлений приведены на рис. 43.

Среднее значение КС соответствует отношению площади, ограниченной нулевой линией диаграммы и кривой КС против пласта, к его мощности. На практике эта операция упрощается и сводится к визуальному проведению линии, параллельной нулевой и отсекающей прямоугольник с основанием у нулевой линии, равным мощности пласта. Если площадь полученного прямоугольника равновелика искомой площади, то высота прямоугольника соответствует среднему значению КС.

Максимальное значение КС отсчитывается для пластов, удельное сопротивление которых больше, чем сопротивление вмещающих пород, а минимальное значение КС — для пластов, удельное сопротивление которых меньше, чем сопротивление вмещающих пород. Максимальное и минимальное сопротивления объединяются под общим названием экстремальные сопротивления.

По кривой сопротивления, полученной потенциал-зондом, максимальное и минимальное значения КС отсчитывают против средней части пласта. По кривой сопротивления, полученной градиент-зондом, максимальное значение КС отсчитывают в кровле пласта для кровельного и в подошве для подошвенного градиент-зондов; минимальное значение КС отсчитывают у границы пласта, расположенной со стороны удаленного электрода.

Оптимальное значение КС наиболее близко к истинному удельному сопротивлению пласта. Оно соответствует сопротивлению на кривой КС в точке, расположенной выше середины пласта приблизительно на половину размера зонда, если кривая получена кровельным градиент-зондом, и ниже середины пласта на половину размера зонда, если кривая получена подошвенным градиент-зондом.

Значения кажущихся сопротивлений для каждого пласта используют для построения кривой зависимости кажущегося сопротивления от длины зонда — кривой зондирования.

Для пластов большой мощности целесообразнее строить кривые зондирования по средним или оптимальным значениям КС. Для пластов средней мощности высокого сопротивления (мощность пласта менее 20 м и более 6 м) используют средние и максимальные значения, а иногда, для уточнения, и оптимальные значения КС. 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 средним значениям кажущихся удельных сопротивлений, называется средней кривой зондирования, по экстремальным значениям — экстремальной кривой

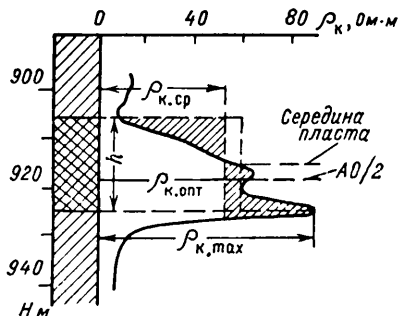


Рис. 43. Пример отсчета среднего, максимального и оптимального значений сопротивления.

Пласт высокого сопротивления, подошвенный градиент-зонд М2,5А0,25В

зондирования и по оптимальным значениям — оптимальной кривой зондирования.

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

Теоретическими кривыми БКЗ называются кривые, построенные на основании расчетных данных при помощи сеточного моделирования или графоаналитическим методом. Фактическими кривыми БКЗ называются кривые зондирования, построенные по средним или оптимальным значениям КС, отсчитанным на каротажных диаграммах против пластов большой мощности. Если мощность пласта превышает 20 м и более, пласт можно практически приравнять к пласту неограниченной мощности и кривые зондирования для него соответствуют 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 непосредственного сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

Для интерпретации кривых БКЗ в пластах небольшой мощности, сопротивление которых превышает сопротивление вмещающих пород, применяют теоретические кривые максимальных и экстремальных каротажных зондирований — палетки МКЗ и ЭКЗ.

При интерпретации БКЗ фактическую кривую БКЗ или кривую зондирования сравнивают с теоретическими, среди которых находят кривую, соответствующую интерпретируемой кривой. Это дает основание считать, что интерпретируемой кривой присущи те же параметры, что и теоретической. На основании этого определяют удельное сопротивление пласта и оценивают наличие или отсутствие проникновения раствора в пласт, а в благоприятных случаях определяют глубину проникновения раствора в пласт.

Методика интерпретации БКЗ, основанная на графических построениях, детально разработана С. Г. Комаровым, Л. М. Альпиным и другими и подробно изложена в работах [1, 15, 17, 18]. Наряду с достоинствами эта методика имеет следующие недостатки.

1. Трудность использования результатов измерений другими зондами, кроме обычных (в основном используются только градиент-зонды); между тем для повышения надежности оценки удельного сопротивления пород в дополнение к БКЗ или взамен некоторых зондов из комплекта зондов БКЗ применяют боковой и индукционный каротаж.

2. Неблагоприятные условия для перехода на обработку при помощи универсальных цифровых вычислительных машин (ЭВМ). В связи с этим для определения удельного сопротивления пород наряду с БКЗ широкое применение находят и другие электрические методы исследования скважин (см. § 5).

Применение каротажа обычными зондами и выбор зонда

Каротаж обычными зондами проводят во всех скважинах, бурящихся на нефть и газ.

Полученные кривые кажущихся сопротивлений используются для сопоставления разрезов скважин, определения границ пластов и глубин их залегания, а также для определения удельного сопротивления пород. В ряде случаев

при благоприятных условиях по кривым КС, полученным обычными зондами, можно уточнить литологию пород, оценить коллекторские свойства и характер нефтегазонасыщенности пласта.

Для облегчения сопоставления разрезов скважин по данным каротажа обычными зондами необходимо во всех скважинах одного и того же района производить измерения одним или двумя одинаковыми стандартными зондами. Измерение кажущихся удельных сопротивлений пород КС и естественных потенциалов ПС в скважине при помощи стандартного трехэлектродного каротажного зонда известно под названием стандартного электрического каротажа. Стандартный каротаж является обязательной операцией, проводимой во всех без исключения скважинах.

Стандартный зонд обычно выбирают в начале разбуривания месторождения при проходке первых разведочных скважин. При этом учитывают, что в последующем менять стандартный зонд весьма нежелательно, так как замена одного зонда другим затрудняет использование накопленного фактического материала по старым скважинам.

Стандартный зонд должен удовлетворять следующим требованиям: 1) на кривой сопротивления должны четко выделяться границы пластов различного сопротивления; 2) кажущиеся сопротивления не должны сильно отличаться от истинных удельных сопротивлений пластов.

Выбор стандартного зонда производится по данным измерений зондами различной длины и, в частности, на основании бокового каротажного зондирования (БКЗ). В песчано-глинистых разрезах в качестве стандартного зонда чаще всего служит градиент-зонд (подошвенный или кровельный). Подошвенный градиент-зонд более благоприятен для разделения нефтегазонасыщенной части пласта и водоносной в продуктивных пластах с подошвенной водой.

Существенное значение при выборе стандартного градиент-зонда имеет расстояние между сближенными парными электродами M и N или A и B . Это расстояние обычно выбирают в пределах $1/4—1/10$ длины зонда. Большое расстояние между сближенными электродами приводит к сглаживанию кривой сопротивления, особенно против тонких пластов¹.

В районах, где продуктивная часть разреза представлена пластами большой мощности (Волго-Уральская нефтеносная область), в качестве стандартного зонда применяют потенциал-зонд длиной 0,5—0,75 м. Преимуществом такого зонда является благоприятная форма кривой сопротивления для расчленения разреза. Однако при таком зонде невозможно выделить пласты высокого сопротивления мощностью менее 0,8 м.

В потенциал-зонде расстояние между парными электродами A и B или M и N , как правило, не оказывает существенного влияния на кривую сопротивления. Однако для обеспечения получения симметричных кривых КС в однородных мощных пластах очень высокого сопротивления рекомендуется, чтобы расстояние между парными электродами в 10—20 раз превышало расстояние между сближенными электродами MA или AM .

В скважинах структурного бурения с малым диаметром (0,08—0,15 м) в качестве стандартного зонда рекомендуется применять зонды меньшей длины (приблизительно в 2 раза меньше обычного), например градиент-зонд М1А0,1В или потенциал-зонд В2,5А0,25М.

¹ При расстояниях между парными электродами (MN или AB), меньших мощности пласта, снижение КС почти не наблюдается. Когда расстояние между парными электродами превышает мощность пласта, кажущееся сопротивление заметно снижается и максимум КС расширяется в нижней части.

В табл. 4 даны наиболее употребительные стандартные зонды, применяемые в нефтяных районах Советского Союза.

Т а б л и ц а 4

Нефтегазоносные области	Тип отложений	Зонд
Южно-Каспийская впадина	Песчано-глинистые	B0,5A2M
Западное Предкавказье	»	M2,5A0,25B B2,5A0,25M
Прикаспийская впадина	»	B0,5A3M M0,5A3B
Западная Сибирь	»	B0,5A2M M2A0,5B
Восточное и Центральное Предкавказье	Песчано-глинистые и карбонатные	B0,25A2M
Волго-Уральская	То же	M4A0,5B B7,5A0,75M B0,5A4M
Украина	Песчано-глинистые, карбонатные и гидрохимические	B2,5A0,25M M2,5A0,25B
Ферганская долина	То же	B0,25A2,5M

Табл. 4 показывает, что в некоторых районах применяют несколько стандартных зондов, различающихся по глубине исследования. При совместной интерпретации кривых сопротивления, замеренных двумя такими зондами, можно отличить водоносные пласты низкого сопротивления с повышающим пропикновением фильтрата раствора от пластов нефтегазоносных высокого сопротивления и плотных.

Боковой каротаж (БК)

Боковой каротаж является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. При боковом каротаже используются основной питающий A_0 и дополнительные экранирующие A_1 , A_2 электроды. Через основной (центральный) A_0 и экранирующие A_1 , A_2 электроды пропускается ток одной полярности. Сила тока через экранирующие электроды автоматически регулируется с таким расчетом, чтобы ток, выходящий из центрального электрода A_0 , концентрировался в радиальном направлении, в слое заданной толщины. Этим достигается значительное снижение влияния скважины

и мещающих пород при измерении сопротивлений методом бокового каротажа сравнительно с обычным методом сопротивлений. При боковом каротаже применяются семиэлектродные и трехэлектродные зонды (рис. 44).

Семиэлектродный зонд (рис. 44, а) 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 . Электроды каждой пары соединены между собой и симметрично расположены относительно электрода A_0 . Через электрод A_0 пропускают ток силы i , который поддерживается постоянным в процессе регистрации. Через экранирующие электроды A_1 и A_2 пропускают ток той же полярности, но такой силы, чтобы разность потенциалов между электродами M_1 и N_1 или, что одно и то же, M_2 и N_2 равнялась нулю. Измеряется падение потенциала между одним из измерительных электродов M_1, M_2 или N_1, N_2 и электродом N , удаленным на значительное расстояние от токовых электродов во избежание влияния электрического поля этих электродов. На практике из-за влияния индуктивных помех электрод N на поверхность не выносится.

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 общим размером зонда $L_{\text{общ}}$. Кроме того, для характеристики зонда введено понятие параметра фокусировки зонда $q = (L_{\text{общ}} - L)/L$.

Кажущееся удельное сопротивление пород находится по данным замера разности потенциалов $\Delta U_{\text{КС}}$ и силы тока i через основной центральный электрод A_0 по формуле

$$\rho_k = K \Delta U_{\text{КС}} / i. \quad (67)$$

Для определения коэффициента зонда K исходят из известного положения, что в однородной и изотропной среде измеренное сопротивление должно соответствовать истинному.

Разность потенциалов между электродами M_1, N_1 и M_2, N_2 равна нулю, следовательно, сила тока вдоль оси скважины на этом интервале также равна нулю, ток от центрального электрода вдоль скважины не распространяется.

При боковом каротаже благодаря наличию экранирующих электродов A_1 и A_2 токовые линии распространяются горизонтально в пределах слоя толщиной, равной приблизительно длине зонда L (O_1O_2) (рис. 45).

Толщина слоя, в котором рассматриваются токовые линии от электрода A_0 , остается достаточно постоянной вблизи зонда. По мере удаления от зонда толщина слоя постепенно увеличивается. Расстояние, на котором сохраняется по-

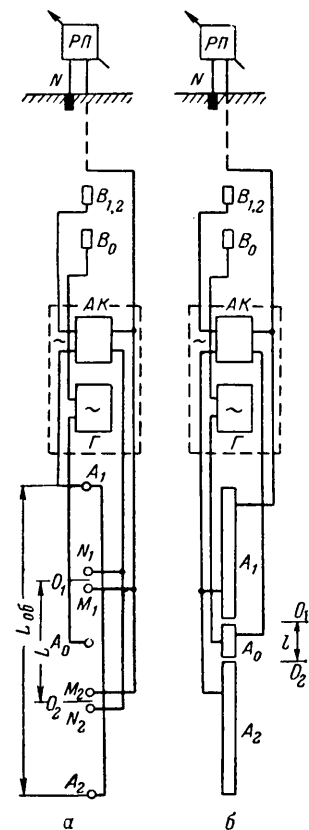


Рис. 44. Схемы зондов бокового каротажа.

а — семиэлектродный зонд; б — трехэлектродный зонд. Г — генератор переменного тока питания основного электрода; АК — автоматическая схема регулирования силы тока через экранирующие электроды; РП — регистрирующий прибор для записи кривой сопротивления

стоянство толщины слоя, тем больше, чем больше длина зонда. В семиэлектродном зонде на форму слоя токовых линий влияет также и параметр фокусировки q . В однородной среде с ростом q (с приближением измерительных электродов к основному A_0) наблюдается сжатие токовых линий по мере удаления от скважины. Токовый слой наиболее близок к параллельному (оптимальное состояние), когда параметр $q \approx 1,3$.

Измеряемое напряжение $\Delta U_{КС}$ представляет собой падение потенциала от скважины до удаленной точки по указанному слою. Поэтому на величину кажущегося сопротивления, замещенного таким образом, влияние скважины и вмещающей среды невелико и величина КС более близко отвечает значению истинного удельного сопротивления сравнительно с КС, замещенным обычными зондами.

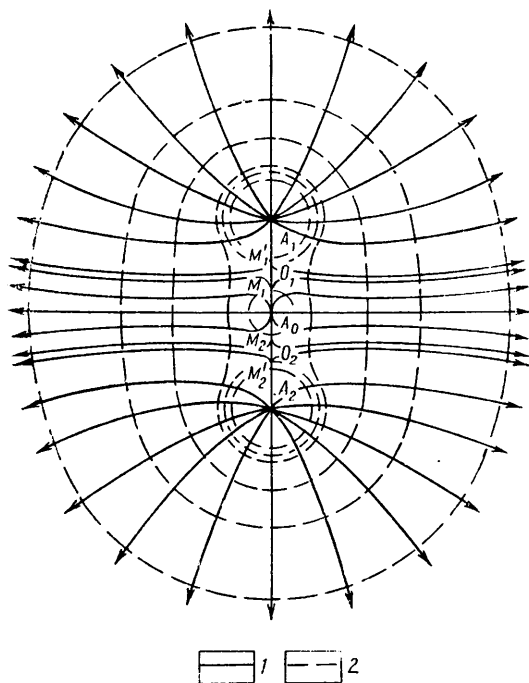


Рис. 45. Распределение токовых линий (1) и линий равного потенциала (2) семиэлектродного зонда бокового каротажа в однородной среде

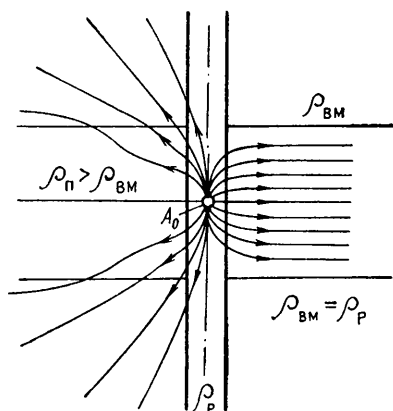


Рис. 46. Распределение токовых линий для электрода A_0 , расположенного против пласта большого сопротивления, при обычных методах каротажа (слева) и при боковом каротаже (справа)

На рис. 46 дано схематическое изображение распространения токовых линий из электрода A_0 , расположенного против пласта высокого сопротивления при обычных зондах и зонде бокового каротажа. Преимущество зонда бокового каротажа перед обычными зондами иллюстрируется на данном рисунке весьма наглядно.

Трехэлектродный зонд бокового каротажа состоит из трех электродов удлиненной формы (см. рис. 44, б). Электроды разделены между изоляционными прослойками. Основным электродом трехэлектродного зонда является центральный A_0 ; два экранирующих электрода A_1 и A_2 расположены симметрично по отношению к нему. Через электроды пропускают ток, который регулируется так, чтобы потенциалы электродов A_1 , A_2 и A_0 поддерживались

одинаковыми, т. е. разность потенциалов между центральным A_0 и крайними A_1 и A_2 электродами равнялась нулю.

Кажущееся удельное сопротивление определяется по разности потенциалов $\Delta U_{\text{КС}}$ между электродом A_0 и электродом N , расположенным в удалении, и определяется по формуле (67). Результат измерения зондом бокового каротажа относят к середине электрода A_0 .

Кривую сопротивления получают, записывая изменение $\Delta U_{\text{КС}}$, поддерживая силу тока в основном электроде i_0 постоянной; коэффициент зонда, так же

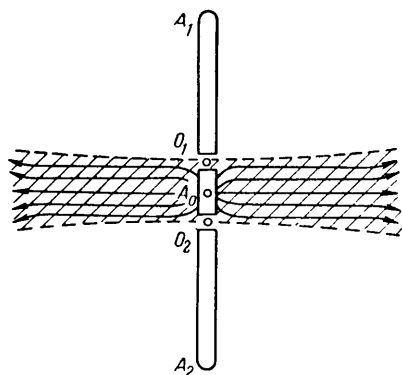


Рис. 47. Распределение токовых линий трехэлектродного бокового каротажа в однородной среде

как и в семиэлектродном боковом каротаже, определяют в однородной среде с удельным сопротивлением $\rho_{\text{п}}$, считая $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{п}}$. Характерными для зонда константами являются: длина зонда L , соответствующая расстоянию между серединами изолированных интервалов (приблизительно длине основного электрода A_0); $L_{\text{общ}}$ — общая длина зонда, т. е. расстояние между внешними концами экранирующих электродов A_1 и A_2 ; d_3 — диаметр зонда.

В трехэлектродном зонде, как и в семиэлектродном, ток, вытекающий из основного электрода A_0 , вследствие экранирования собирается в почти горизонтальный слой, имеющий форму диска, толщиной, приблизительно равной длине зонда L и намного меньшей, чем у семиэлектродного зонда (рис. 47).

В результате при помощи трехэлектродного зонда возможно более детальное расчленение разреза по сравнению с семиэлектродным. Кроме того, на показаниях трехэлектродного каротажа влияние скважины и вмещающей среды сказывается в меньшей степени. Зонд аппаратуры АБК-3, который применяется в промыслово-геофизических партиях Советского Союза, характеризуется следующими данными: длина центрального электрода $A_0 = 0,15$ м; общая длина зонда $L_{\text{общ}} = 3,2$ м и диаметр зонда $d_3 = 0,07$ м; ширина изоляционного промежутка $0,03$ м. Зонд АБК-3 рассчитан для исследования скважин диаметром $d_{\text{с}} \geq 248$ мм.

Форма кривой сопротивления при боковом каротаже и определение границ пластов

Расчет кажущегося удельного сопротивления при боковом каротаже достаточно сложен. Для подсчета кажущегося сопротивления семиэлектродного зонда необходимо определить поле каждого из токовых электродов — основного и двух экранирующих, а также учесть условия, что составляющая напряженности поля по оси скважины в области расположения измерительных электродов равна нулю. Электрическое поле трехэлектродного зонда, представленное полем длинного цилиндрического заземления, не менее сложно. Поэтому построение кривых сопротивлений бокового каротажа и номограмм для определения удельного сопротивления производят по результатам моделирования на сеточной модели [29].

Кажущееся удельное сопротивление, измеренное зондом бокового каротажа, зависит от удельных сопротивлений пласта, вмещающих пород, зоны

проникновения, размеров и типа зондов, а также в некоторой степени от диаметра скважины и сопротивления глинистого раствора.

Характерными (существенными) значениями кажущегося сопротивления против пласта являются: максимальное (пласт высокого сопротивления) и минимальное (пласт низкого сопротивления) сопротивления против однородного пласта; среднее $\rho_{к. ср}$ и продольное $\rho_{к. пр}$ или среднегармоническое кажущиеся сопротивления против неоднородного пласта и пачки пластов

$$\rho_{к. ср} = \frac{h_1 \rho_{к1} + h_2 \rho_{к2} + \dots + h_n \rho_{кn}}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}. \quad (68)$$

Определение $\rho_{к. ср}$ часто производится по кривой сопротивления путем графического осреднения. Задача облегчается, если кажущиеся сопротивления $\rho_{к}$ против прослоев отличаются между собой меньше чем на 25%.

Для определения среднегармонического кажущегося сопротивления, или продольного, используется выражение

$$\rho_{к. пр} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{\frac{h_1}{\rho_{к1}} + \frac{h_2}{\rho_{к2}} + \dots + \frac{h_n}{\rho_{кn}}}, \quad (69)$$

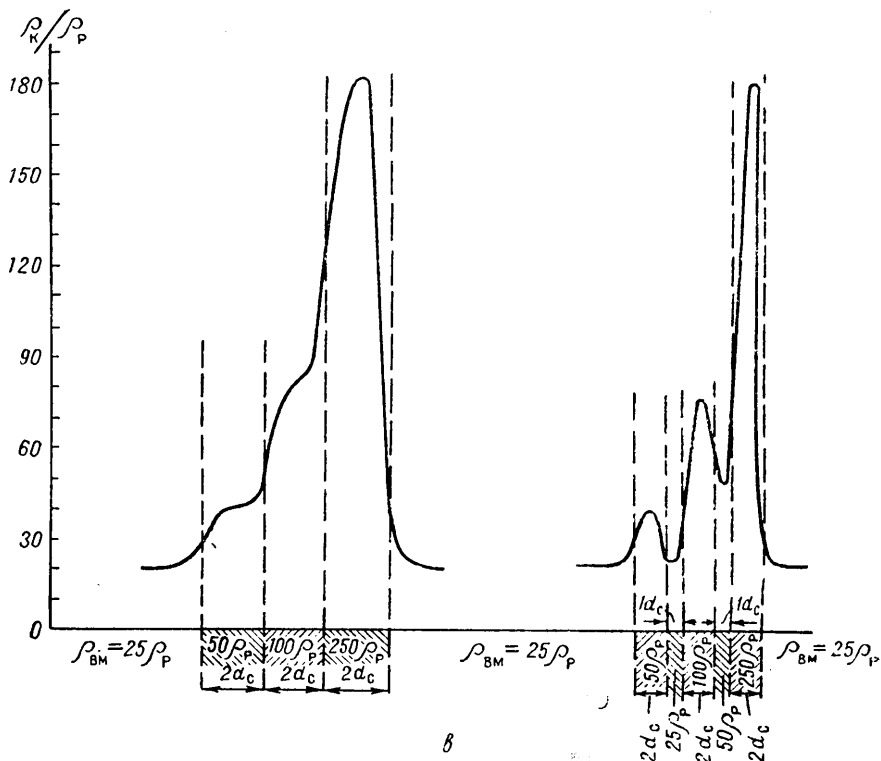
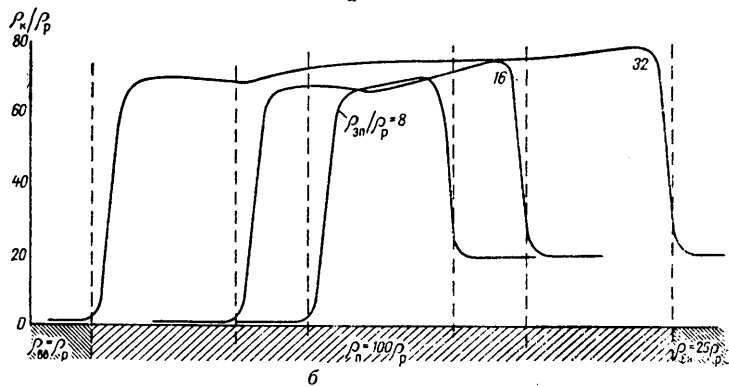
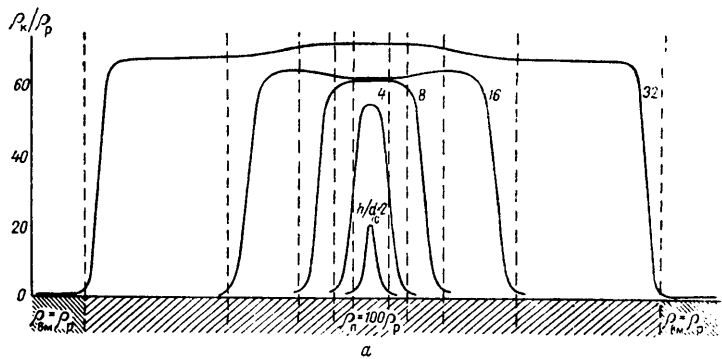
где $h_1, h_2, \dots, h_n$ — мощности отдельных прослоев; $\rho_{к1}, \rho_{к2}, \dots, \rho_{кn}$ — максимальное и минимальное кажущиеся удельные сопротивления против прослоев.

На рис. 48 показаны характерные кривые сопротивления трехэлектродного бокового каротажа для зонда аппаратуры АБК-3.

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 ($h \leq 4d_c$); против мощных пластов ($h > 16d_c$) наблюдается горизонтальный интервал в средней части (см. рис. 48, а). Если порода, подстилающая пласт и перекрывающая его, имеет различное сопротивление, максимум против пласта высокого сопротивления становится асимметричным, наблюдается снижение сопротивления со стороны породы меньшего сопротивления (см. рис. 48, б). При постепенном изменении сопротивлений отдельных пластов формой кривой принимает ступенчатый вид (см. рис. 48, в). Против пачки пластов, представленной породами разного сопротивления кривая КС характеризуется чередованием симметричных максимумов и минимумов (см. рис. 48, г). Против пронизываемых пластов с проникновением раствора форма кривых КС почти соответствует кривым для однородных пластов. С увеличением диаметра зоны проникновения наблюдается заметное увеличение сопротивления (см. рис. 48, д).

Согласно рассмотренным кривым сопротивления бокового каротажа границы пластов соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением кажущегося сопротивления (граничное сопротивление) $\rho_{к. гр}$. Согласно [29] значение $\rho_{к. гр}$ зависит в общем случае от удельного сопротивления $\rho_{вм}$, а для понижающего проникновения еще и от диаметра зоны проникновения D . Определить местоположение точки с сопротивлением $\rho_{к. гр}$ визуалью трудно, так как эта точка не является характерной для кривой сопротивления. Для определения величины $\rho_{к. гр}$, соответствующей границе пласта, пользуются графиком, изображенным на рис. 49.

При неодинаковом сопротивлении покрывающих и подстилающих пород граничные сопротивления $\rho_{к. гр}$ определяются отдельно для кровли и подошвы пласта. Если хотя бы одно из отношений $\rho_{п}/\rho_{вм}$ или $\rho_{зп}/\rho_{вм}$ меньше двух,



кривая сопротивления бокового каротажа является выположенной и указанная методика выделения границ пласта не может быть применена.

Влияние скважины на показания бокового каротажа тем меньше, чем больше размеры зонда. Для определения удельного сопротивления пластов большой мощности без проникновения раствора достаточно определить зависимость ρ_k/ρ_p от диаметра скважины d_c (см. § 5, рис. 69).

Влияние вмещающих пород на показания бокового каротажа зависит от мощности пластов и соотношения удельных сопротивлений пластов и вмещающих пород. В пластах малого сопротивления, окруженных породами высокого сопротивления, токовый слой сужается и течет по каналу внутри тонкого пласта малого сопротивления. Это приводит к увеличению измеряемого кажущегося сопротивления против пород малого сопротивления по сравнению с мощным пластом. В пластах высокого сопротивления, окруженных породами малого сопротивления, ток стремится распространиться за пределы тонкого пласта высокого сопротивления и измеряемое сопротивление

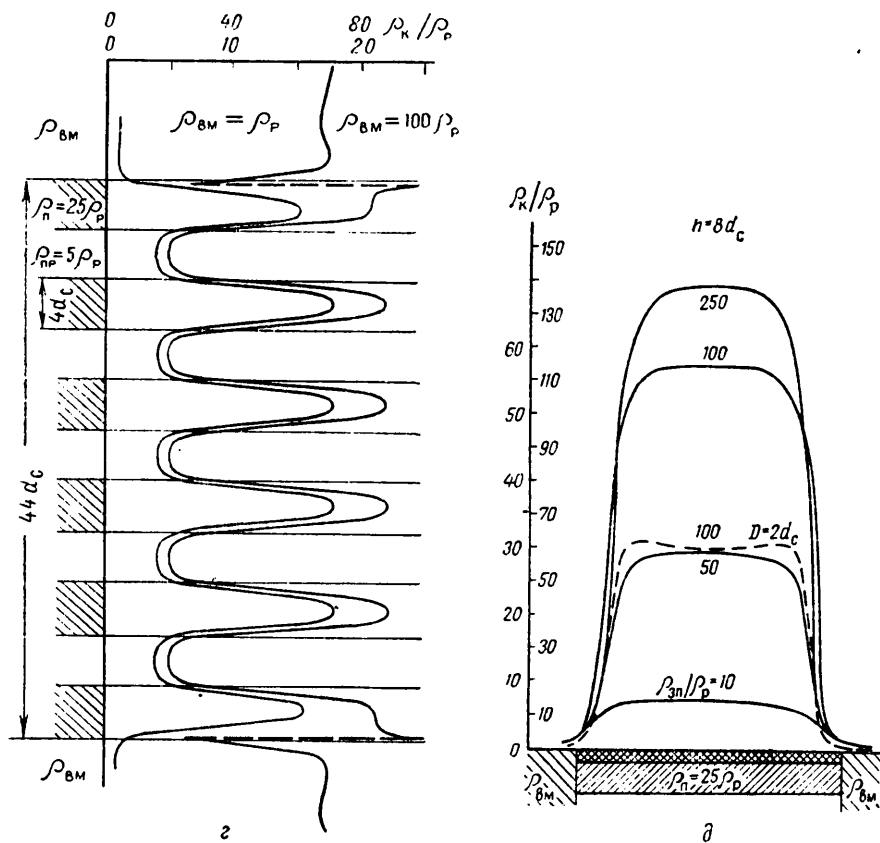


Рис. 48. Кривые сопротивления бокового каротажа для зонда АБК = 3, $d_c = 0,165$ м.

а, б — однородные пласты; в — неоднородный пласт; г — пачка пластов, $d_c = 0,235$ м; д — проницаемые пласты с проникновением раствора, $\rho_{вм} = \rho_p$; $D = 8d_c$

против пород высокого сопротивления снижается по сравнению с мощными пластами.

Влияние проникновения раствора на показания бокового каротажа зависит от характера и глубины проникновения раствора в пласт. Понижающее проникновение относительно мало влияет на величины кажущегося удельного сопротивления и становится заметным лишь при больших ($D/d_c > 6$) глубинах проникновения. Значительно большее влияние на показания бокового каротажа оказывает повышающее проникновение, которое возрастает с увеличением D/d_c и $\rho_{зп}/\rho_n$. При больших значениях этих величин ($\rho_{зп}/\rho_n > 20$ и $D/d_c > 4$) кажущееся удельное сопротивление определяется в основном влиянием зоны проникновения. Кроме того, влияние зоны проникновения возрастает с уменьшением мощности пласта.

$$\rho_{кзп}/\rho_p$$

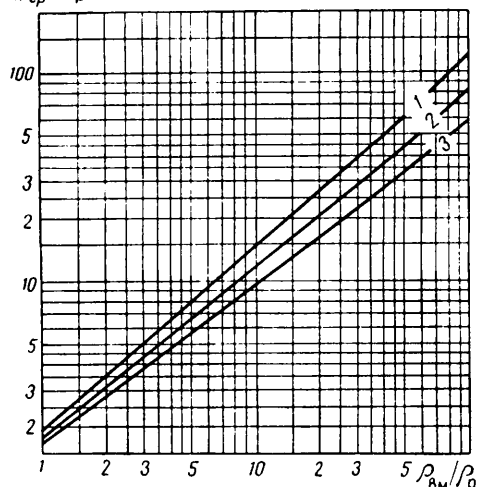


Рис. 49. Зависимости граничных значений кажущегося сопротивления $\rho_{к,гр}$ от сопротивления вмещающей среды $\rho_{вм}$.

1 — $\rho_{к,гр}$ для пластов высокого сопротивления без проникновения и с повышающим проникновением; 2, 3 — $\rho_{к,гр}$ для пластов с понижающим проникновением: 2 — $D = 2d_c$, 3 — $D = 8d_c$

значение $\rho_{зп}$ мало по сравнению с ρ_n (понижающее проникновение), падение потенциала в ней невелико, влияние зоны проникновения на показания бокового каротажа сильно снижается.

Влияние ограниченной мощности пласта на величины кажущегося сопротивления, регистрируемые боковым каротажом, заметно сказывается при $h \leq h_d$. В общем случае по мере увеличения отношения размера зонда к мощности пласта L_0/h максимальное сопротивление пласта постепенно снижается по сравнению с кажущимся сопротивлением для пласта неограниченной мощности. Наибольшее снижение наблюдается при $L_{общ} \approx h$. При дальнейшем росте $L_{общ}/h$ максимальное сопротивление возрастает и превышает значение сопротивления против пласта неограниченной мощности. При мощности пласта, близкой к длине зонда ($L \approx h$, $L \approx O_1O_2$), происходит наибольшее увеличение максимального сопротивления бокового каротажа. При дальнейшем уменьшении мощности пласта максимальное сопротивление заметно снижается и становится нехарактерным при очень тонких пластах, когда $L \gg h$.

Для трехэлектродного зонда бокового каротажа достаточно большого размера влияние ограниченной мощности пласта большого сопротивления определяется в основном соотношением мощности пласта и диаметра скважины. На рис. 50 показан пример кривых зависимости $\rho_{\max}/\rho_p$ от h/d_c для трехэлектродного зонда. Как видно, снижение величин кажущихся сопротивлений по сравнению с сопротивлениями пластов неограниченной мощности существенно сказывается при $h/d_c < 4$ и нарастает с уменьшением h/d_c . Уменьшение влияния ограниченной мощности пласта на показания кажущегося удельного сопротивления происходит также с увеличением отношения диаметра зонда к диаметру скважины d_3/d_c .

В общем случае для трехэлектродных и семиэлектродных зондов влияние ограниченной мощности пласта тем больше, чем меньше отношение удельного сопротивления вмещающих пород к удельному сопротивлению бурового раствора $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$.

Из изложенного следует, что определение удельного сопротивления пласта по данным замера одним зондом бокового каротажа в общем случае затруднительно.

Для уточнения удельного сопротивления пласта ограниченной мощности необходимо вводить поправку за мощность пласта. При определении удельного сопротивления проницаемых пластов с проникновением в них раствора производится комплексирование зонда бокового каротажа с обычными зондами, индукционным каротажем и др. При повышающем проникновении раствора дополнительные исследования целесообразно производить длинным градиент-зондом $AO = 4,25$ м, а при понижающем — градиент-зондом малой длины 0,6—1,1 м.

При повышающем проникновении (пресный раствор) показания бокового каротажа против водоносных пластов превышают истинное удельное сопротивление, а против нефтеносных и газоносных — приближаются к истинным значениям. При понижающем проникновении (соленый раствор) кажущееся удельное сопротивление против нефтеносных и газоносных пластов обычно меньше удельного, но больше, чем против водоносных пластов.

Фактические кривые сопротивления

На рис. 51 дано сопоставление кривых сопротивления, полученных стандартным для данного района градиент-зондом N0,5M2,0A и трехэлектродным боковым каротажом БК-3. Приведенный интервал представлен комплексом карбонатных пород, в верхней части продуктивных. Из-за значительного влияния скважины (высокое удельное сопротивление пород и относительно малое сопротивление раствора) кривая КС, полученная обычным градиент-зондом, не достаточно дифференцирована и по ней можно выделить лишь мощные пачки без

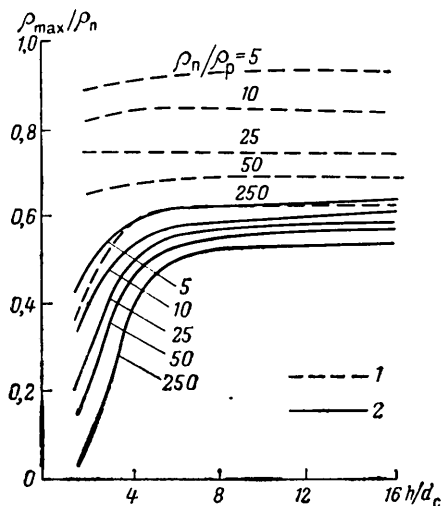


Рис. 50. Кривые зависимости $\rho_{\max}/\rho_p$ от h/d_c .

Трехэлектродный зонд; $h_{\text{общ}} = 10d_c$; $h = 0,75d_c$; $d_3 = 0,3$ м. 1 — $\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 25$; 2 — $\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 1$

детального расчленения их на отдельные пласты. Соответственно по материалам БКЗ оценивается осредненное удельное сопротивление мощных пачек. Диаграммы ПС и кавернограмма, будучи слабо дифференцированными, также не способствуют расчленению разреза.

Из всех кривых наилучшей дифференцированностью характеризуется кривая БК-3, свободная в значительной мере от влияния скважины, отражающая

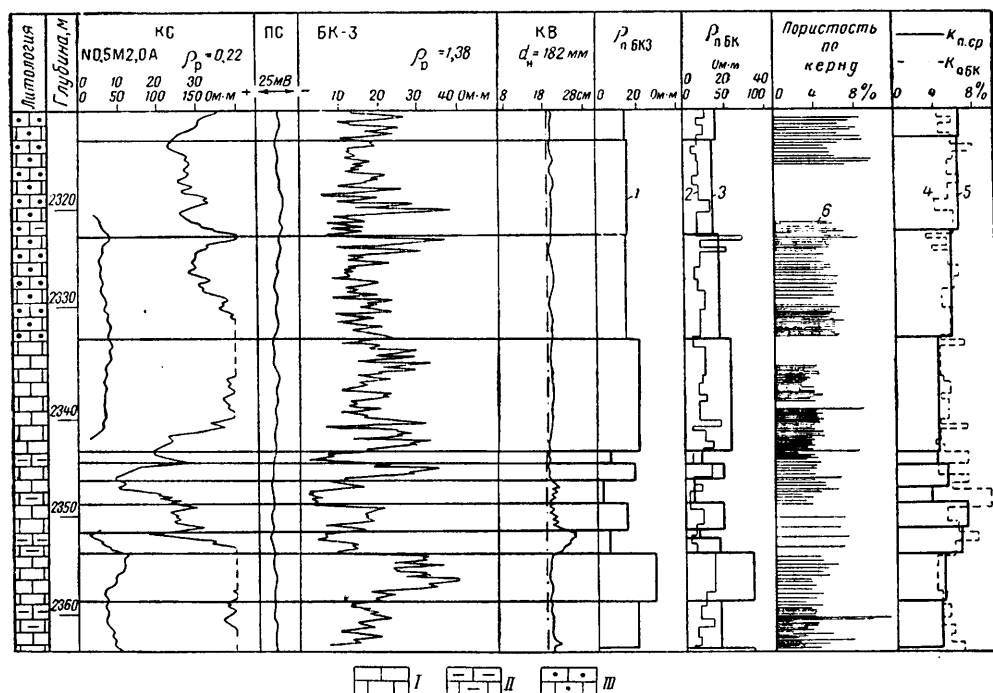


Рис. 51. Пример фактической кривой сопротивления трехэлектродного бокового каротажа (БК-3) и результаты интерпретации.

1 — $\rho_{пБКЗ}$ — удельное сопротивление, определенное по БКЗ; 2 — $\rho_{пБК}$ — удельное сопротивление, определенное по БК-3 при дробной разбивке разреза; 3 — $\rho_{пБК}$ — то же, при укрупненной разбивке; 4 — $k_{пБК}$ — пористость, найденная по $\rho_{пБК}$, определенному при дробной разбивке; 5 — $k_{п, ср}$ — средняя пористость, определенная при укрупненной разбивке; 6 — пористость, найденная по керну
I — известняк; II — известняк глинистый; III — известняк нефтенасыщенный

существенную неоднородность разреза. Неоднородность пород подтверждается и заметным изменением общей пористости пород.

Снижение влияния скважины на величины кажущихся сопротивлений в условиях высокоомного разреза и малых значений сопротивления раствора является важным достоинством бокового каротажа.

Применение бокового каротажа

Измерение кажущегося удельного сопротивления методом бокового каротажа сводит к минимуму влияние скважины и вмещающих пород. В этом его существенное преимущество по сравнению с каротажом обычными зондами.

Боковой каротаж рекомендуется применять в скважинах (когда каротаж обычными зондами не дает удовлетворительных результатов), бурящихся на сильно минерализованном буровом растворе с сопротивлением от 0,2 Ом·м и ниже, а также вскрывающих разрезы карбонатных и гидрхимических пород, обладающих высокими сопротивлениями. В этих случаях боковой каротаж дает возможность получить благоприятную кривую, обеспечивающую детальное расчленение разреза и выделение границ как мощных, так и тонких пластов, в том числе представленных чередованием пород высокого сопротивления (малопористые карбонатные породы).

На величину кажущегося удельного сопротивления малое влияние оказывает мощность пласта, превышающая в 4 раза диаметр скважины ($h \geq 4d_c$). Поэтому этот метод весьма эффективен при выделении плотных прослоев высокого сопротивления и оценке их мощности.

При не очень глубоком проникновении фильтрата минерализованного раствора ($\rho_p/\rho_b \leq 4$) по данным бокового каротажа удастся определить положение водо-нефтяного контакта. Такое определение проводится с наибольшей достоверностью, если заведомо известно, что пласт является нефтегазоносным.

При бурении скважины на соленом буровом растворе, когда боковой каротаж применяется наиболее часто, кривая ИС имеет слабую дифференцированность. В этом случае для расчленения разреза и оценки литологии целесообразно одновременно с кривой сопротивления боковым каротажом регистрировать кривую гамма-каротажа. В связи с этим весьма рациональным следует признать комплексирование аппаратуры бокового и радиоактивного каротажа.

Боковой каротаж имеет преимущество перед БКЗ для выделения коллекторов методом двух растворов (см. § 30).

Индукционный каротаж (ИК)

Определение удельной проводимости горных пород или величины, ей обратной — удельного сопротивления, при помощи индуцированных токов без непосредственного контакта электродов с породами носит название **индукционного каротажа**.

Индукционный каротаж выгодно отличается от каротажа обычными зондами и бокового тем, что применим и в том случае, когда скважина заполнена непроводящей жидкостью (нефтью или буровым раствором, приготовленным на нефтяной основе), воздухом или газом.

Для регистрации данных индукционного каротажа в скважину опускается глубинный прибор, состоящий, в наиболее простом виде, из двух катушек: возбуждающей, питаемой переменным током от лампового генератора, помещенного в глубинном приборе, и приемной (измерительной), снабженной усилителем и выпрямителем (рис. 52).

Частота тока питания, получаемая от генератора, достигает нескольких десятков килогерц (20—80 кГц). Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле (прямое или первичное), индуктирующее в окружающих породах вихревые токи. В однородной среде силовые линии тока представляют окружности с центром по оси скважины (если ось глубинного прибора совпадает с осью скважины). Вихревые токи в породах в свою очередь создают вторичное магнитное поле.

Прямое и вторичное переменные магнитные поля индуцируют э. д. с. в приемной катушке. Э. д. с., индуцированная прямым полем, компенсируется соответствующим устройством. Остающаяся в измерительной цепи э. д. с.,

индуцированная магнитным полем вихревых токов, подается в усилитель, где усиливается, а затем в выпрямитель для преобразования в постоянный ток, после чего посылается по жиле кабеля на поверхность, где записывается регистрирующим прибором.

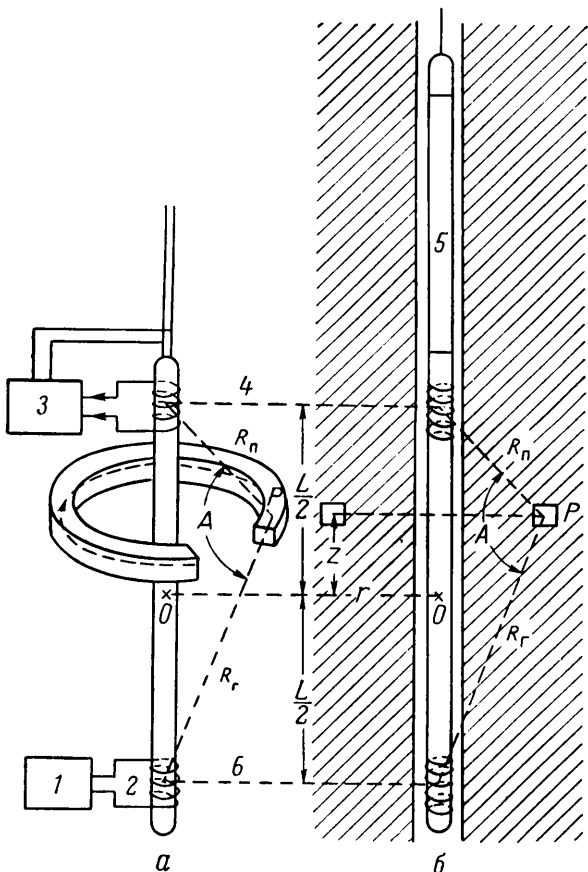


Рис. 52. Принципиальная схема индукционного каротажа.

a — пространственная схема; *b* — разрез вдоль оси скважины. 1 — генератор; 2 — генераторная катушка; 3 — усилитель; 4 — приемная катушка; 5 — кожух для усилителя и генератора. *z* — расстояние от центра системы соленоидов *O* до единичной петли радиуса *r*; *A* — угол видности центров двух соленоидов из точки *P*; *R_г* и *R_п* — расстояния соответственно от центров генераторной и приемной катушек до оси элементарного витка; *L* — расстояние между центрами катушек — длина зонда

проводности, получаемой при индукционном каротаже, необходимо учесть эффект распространения электромагнитных колебаний и их затухание, что в общем случае является сложной задачей. Рассмотрим упрощенный вариант решения этой задачи, выполненный С. Г. Комаровым с использованием приближенной теории индукционного каротажа Г. Г. Долля, когда взаимное влияние вихревых токов в горной породе (эффект распространения электромагнитных волн в проводящей среде) не учитывается [18].

Амплитуда тока в генераторной катушке в процессе замера поддерживается неизменной, и сила вихревых токов, возникающих в окружающей породе, определяется удельной электрической проводимостью (электропроводностью) породы. Соответственно э. д. с. *E*, наведенная вторичным полем в измерительной катушке, в первом приближении пропорциональна электропроводности горных пород σ , следовательно, обратно пропорциональна их удельному сопротивлению

$$E = f(\sigma_n) = f\left(\frac{1}{\rho_n}\right). \quad (70)$$

Зарегистрированная вдоль скважины кривая должна характеризовать изменение удельной электропроводности пород в однородном разрезе.

Так как среда, окружающая прибор, неоднородна (прослой пород разного сопротивления, глинистый раствор с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения раствора), то замеренная величина характеризует кажущуюся проводимость σ_k аналогично кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k .

Для расчета величин кажущейся удельной электропро-

Сила тока, проходящего по генераторной катушке и создающего переменное магнитное поле (рис. 53), изменяется по закону

$$I = I_0 \sin 2\pi ft, \quad (71)$$

где I_0 — амплитуда силы тока; f — его частота; t — время.

Разобьем все пространство на ряд элементарных тороидальных колец (элементарных витков) с центрами, расположенными на оси зонда, и перпендикулярных к ней (соответствующих направлению токовых линий) (см. рис. 53). Рассмотрим такой тороид радиуса r с расстоянием по вертикальной оси от его центра до средней точки зонда, равным z .

Переменное магнитное поле генераторной катушки индуцирует в элементарном кольце э. д. с. e_1 , равную

$$e_1 = -M I', \quad (72)$$

где M — взаимная индуктивность генераторной катушки и элементарного кольца; I' — скорость изменения силы тока во времени

$$I' = 2\pi f I_0 \cos 2\pi ft. \quad (73)$$

Если считать, что радиус генераторной катушки мал по сравнению с радиусом элементарного кольца и они составляют круговые контуры с общей осью, а магнитная проницаемость среды $\mu_n = 1$, то величина взаимной индуктивности генераторной катушки и элементарного кольца составит

$$M = 2\pi r^2 n_r S_r / R_r^3, \quad (74)$$

где S_r и n_r — площадь и число витков генераторной катушки; R_r — расстояние от кольца до центра катушки.

Согласно выражениям (72)–(74) получим

$$e_1 = -4\pi r^2 f n_r S_r I_0 \cos 2\pi ft / R_r^3. \quad (75)$$

В результате по кольцу будет циркулировать переменный ток i , сила которого

$$i_1 = e_1 / R_k = -2\pi r \sigma_n s f n_r S_r I_0 \cos 2\pi ft / R_r^3, \quad (76)$$

где $R_k = 2\pi r / \sigma_n s$ — сопротивление кольца; s — его сечение.

Под влиянием тока в элементарных кольцах вдоль оси приемной катушки возникает вторичное магнитное поле, напряженность которого H_z от отдельного элементарного кольца будет равна

$$H_z = 2\pi r^2 i_1 / R_n^3, \quad (77)$$

где R_n — расстояние от элементарного кольца до центра приемной катушки.

От элементарного кольца в приемной катушке возникают магнитный поток $\Phi = n_n S_n H_z$ и соответствующая э. д. с.

$$e_2 = -\Phi' = -n_n S_n 2\pi r^2 i_1' / R_n^3, \quad (78)$$

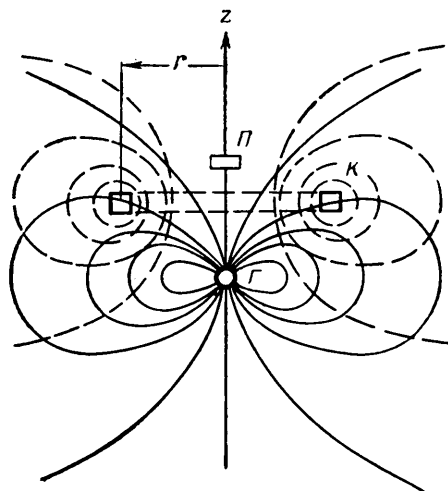


Рис. 53. Магнитное поле генераторной катушки (сплошные линии) и отдельного элементарного кольца (пунктирные линии). Г — генераторная катушка; П — приемная катушка; К — элементарное кольцо

где Φ' — скорость изменения магнитного потока; i_1' — скорость изменения силы тока по кольцу; S_n и n_n — площадь и число витков приемной катушки.

Согласно формулам (71), (73), (76)

$$i_1' = 2\pi f \frac{2\pi r \sigma_n s f n_r S_r}{R_r^3} I_0 \sin 2\pi f t. \quad (79)$$

Решая совместно уравнения (78) и (79), получим

$$e_2 = -8\pi^3 f^2 r^3 s S_r S_n n_r n_n \sigma_n I_0 \sin 2\pi f t / R_r^3 R_n^3. \quad (80)$$

Введем понятия коэффициент зонда K_n и геометрический фактор элементарного кольца g ,

$$K_n = 16\pi^3 f^2 S_r S_n n_r n_n I_0 / L \quad (81)$$

(L — расстояние между катушками, длина двухкатушечного зонда);

$$g = L r^3 s / 2 R_r^3 R_n^3. \quad (82)$$

Согласно формулам (80)—(82) выражение e_2 можно представить в виде

$$e_2 = -K_n \sigma_n g \sin 2\pi f t. \quad (83)$$

Соответственно общий сигнал E_2 , создаваемый всем пространством, будет равен сумме сигналов от единичных колец:

$$E_2 = - \sum_r \sum_z e_2 = -K_n \sigma_n \sin 2\pi f t \sum_r \sum_z g. \quad (84)$$

Как следует из формулы (84) э. д. с. E_2 находится в противофазе (на это указывает знак минус) с током, питающим генераторную катушку, и является по отношению к нему активной составляющей. Одновременно в измерительной катушке прямое магнитное поле индуцирует э. д. с. E_1 , которая отличается от фазы питающего тока на 90° . Амплитудное значение э. д. с., индуцируемой в приемной катушке вторичным магнитным полем, будет

$$E_0 = K_n \sigma_n \sum_r \sum_z g. \quad (85)$$

Сумма геометрических факторов элементарных колец для всего пространства (геометрический фактор пространства), согласно расчетам [8], будет

$$G = \sum_r \sum_z g = 1. \quad (86)$$

Следовательно, $E_0 = K_n \sigma_n$ или

$$\sigma_n = E_0 / K_n. \quad (87)$$

На практике измеряется не э. д. с. E_0 , а величина, ей пропорциональна, $E_c = C E_0$, где C — коэффициент пропорциональности. И тогда из выражения (87) определяем удельную электропроводность однородной среды

$$\sigma_n = E_0 / K_n = E_c / C K_n = E_c / K_c, \quad (88)$$

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

По результатам измерения сигнала E_c , используя формулу (88), для общего случая (среда неоднородна) определяем кажущуюся удельную электропроводность среды

$$\sigma_k = 1/\rho_k = E_c/K. \quad (89)$$

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

Кажущаяся удельная проводимость, регистрируемая в индукционном каротаже, практически линейно отражает изменение проводимости среды.

Эта кривая соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе сопротивлений. В связи с этим в области низких удельных сопротивлений кривая оказывается растянутой, а в области высоких — сжатой по сравнению с кривыми, записанными в обычной шкале сопротивлений. Этим усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое удельное сопротивление, и сглаживается в породах, имеющих высокое удельное сопротивление.

Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Сименс — проводимость проводника, имеющего сопротивление 1 Ом.

Сравнивая кривую сопротивления с кривой индукционного каротажа, можно заметить, что последняя лучше дифференцирована в части разреза с низким удельным сопротивлением (рис. 54).

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. При наличии фокусирующих катушек наблюдаемый сигнал является алгебраической суммой сигналов всех пар генераторных и приемных катушек. Назначение дополнительных катушек заключается в том, чтобы в комплексе с главными катушками уменьшить влияние на величину кажущейся проводимости бурового раствора, зоны проникновения и вмещающих пород, а также увеличить глубинность исследования.

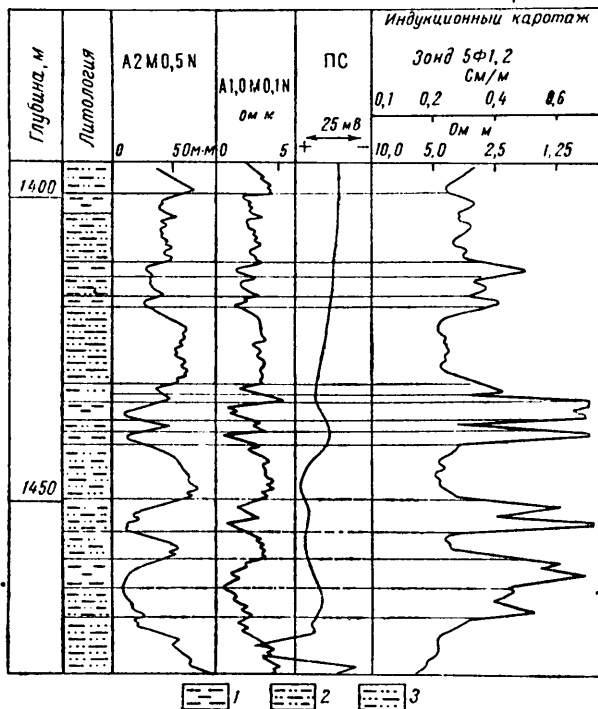


Рис. 54. Диаграммы индукционного и электрического каротажа

$d_c = 0,2$ м; $\rho_p = 0,5$ Ом · м. 1 — глина; 2 — глина слабопесчанистая; 3 — глина сильнопесчанистая

Зонд индукционного каротажа обычно обозначается шифром, первая цифра которого соответствует числу катушек зонда; буква Φ означает, что зонд фокусирующий; последнее число обозначает длину зонда — расстояние в метрах между серединами основных катушек. Существующие скважинные приборы рассчитаны на работу как с трехжильным, так и с одножильным кабелем. Точкой, к которой относят результаты измерения, является середина расстояния между питающей и приемной катушками.

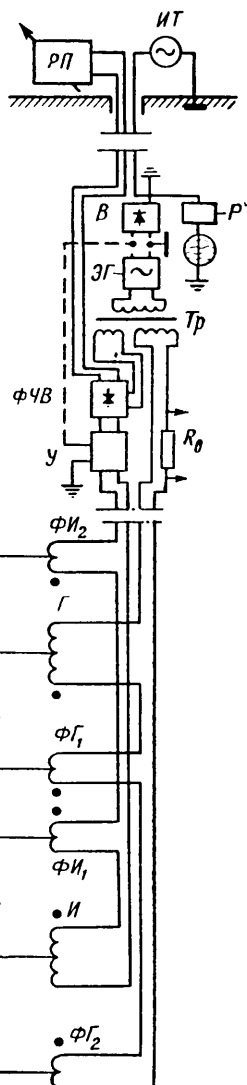


Рис. 55. Схема зонда 6Ф1

Для компенсации э. д. с. E_1 в измерительную цепь при помощи компенсационной катушки вводится равная ей по величине и противоположная по знаку э. д. с. E_k .

Для проверки компенсации перед проведением измерений скважинный прибор устанавливают на высоте 1—1,5 м от поверхности земли в удалении от металлических предметов и фиксируют положение «нуль в воздухе». В воз-

На рис. 55 показана блок-схема аппаратуры индукционного каротажа с включением фокусирующих катушек в зонд 6Ф1.

Зонд содержит две главные (генераторную $Г$ и измерительную $И$) и четыре фокусирующие катушки. Расстояние между главными катушками равно 1 м. Внешние фокусирующие катушки $\Phi Г_2$ и $\Phi И_2$ подключены навстречу главным катушкам и предназначены для улучшения вертикальной характеристики зонда — уменьшения влияния вмещающих пород при ограниченной мощности пласта. Внутренние фокусирующие катушки $\Phi Г_1$ и $\Phi И_1$ включены согласно (синфазно) с главными и предназначены для корректировки радиальной характеристики зонда. Расстояния между катушками указаны в метрах.

Симметричное расположение фокусирующих катушек обеспечивает получение симметричной формы кривых кажущейся удельной электропроводности.

Генераторные катушки питаются от электронного генератора $ЭГ$, размещенного в скважинном приборе, частота и сила выходного тока которого стабилизированы. Частота тока питания равна нескольким десяткам килогерц. Для питания схемы скважинного прибора служит источник переменного тока на поверхности $ИТ$ (частота 50 и 300 Гц).

Как уже указывалось, индуцируемая в измерительной катушке э. д. с. представляет сумму э. д. с. E_2 вторичного магнитного поля и э. д. с. E_1 от прямого поля. Э. д. с. E_2 усиливается и выпрямляется фазочувствительным выпрямителем $ФЧВ$. Сигнал с выхода выпрямителя подается на регистрирующий прибор $ПР$. Составляющая э. д. с. E_1 , сдвинутая по фазе на 90° относительно тока, питающего генераторные катушки, выпрямителем не пропускается.

духе ($\rho_n = \infty$) при полной компенсации э. д. с. прямого поля E_1 наблюдаемый сигнал должен быть равен нулю. Э. д. с. вторичного поля E_2 очень мала по сравнению с э. д. с. прямого поля (э. д. с. E_2 составляет лишь доли процента от E_1), поэтому выделение э. д. с. E_2 и измерение этой величины являются трудной задачей.

Выше указывалось, что э. д. с. E_2 , индуцируемая в измерительных катушках вторичным магнитным полем, является активной составляющей по отношению к питающему току. В действительности э. д. с. E_2 в измерительной катушке двухкатушечного зонда может быть представлена в виде векторной суммы двух составляющих: активной, совпадающей по фазе с током питания генераторной катушки, и реактивной, сдвинутой по фазе на 90° относительно питающего тока. Обе эти компоненты э. д. с. зависят от удельной электропроводности и магнитных свойств горных пород и могут быть использованы для их определения.

При индукционном каротаже, когда задача сводится к измерению удельной электропроводности слабомангнитных горных пород, первостепенное значение имеет измерение активной составляющей, более тесно связанной с электропроводностью пород. При малой электропроводности горных пород активный сигнал практически прямо пропорционален электропроводности среды. Если среда характеризуется высокой электропроводностью, возбуждаемые вихревые токи значительны и создаваемые ими магнитные поля приобретают существенное значение, возбуждая дополнительные электродвижущие силы благодаря взаимодействию вихревых токов. Это приводит к снижению сигнала проводимости, регистрируемого прибором индукционного каротажа, и к отставанию роста активного сигнала от роста электропроводности [коэффициент K_c (89), строго говоря, не является постоянным]. Такое явление известно под названием с к и н - э ф ф е к т а.

Реактивная составляющая э. д. с. значительно меньше активной и только в высокопроводящей среде достигает больших величин. Для выделения активной составляющей э. д. с. пользуются фазочувствительным выпрямителем. Решение задачи упрощается тем, что магнитная проницаемость осадочных пород, слагающих разрезы нефтяных и газовых районов, и бурового раствора обычно мало отличается от единицы. Исключение составляет лишь буровой раствор большой плотности, утяжеление которого достигнуто применением добавок магнетита. Такой раствор имеет значительную магнитную восприимчивость.

Э т а л о н и р о в а н и е а п п а р а т у р ы заключается в оценке коэффициента K_n для перехода от величины сигнала в измерительном канале к электропроводности среды, в которой находится зонд. Коэффициент K_n определяется по результатам измерений зондом в среде с известной электропроводностью, например, в бассейне, заполненном водой известного сопротивления, с использованием эталонировочных колец. Если поместить зонд внутри замкнутого проводящего кольца, изготовленного из медного или марганцевого провода, то наблюдаемый сигнал будет эквивалентен сигналу от некоторой однородной среды той же удельной электропроводности. Сигналы для колец с заданными параметрами рассчитывают по формулам и определяют эквивалентную удельную электропроводность однородной среды, характеризующейся таким же сигналом [28]. Для каждого зонда подбирают несколько градуированных колец, которыми пользуются для эталонирования аппаратуры. Такое эталонирование индукционного каротажа проводится перед началом измерения в скважине и после окопачания работ.

*Кривая электрической проводимости (сопротивления)
при индукционном каротаже*

Согласно приближенной теории индукционного каротажа, измеряемое напряжение (сигнал) представляет сумму э. д. с., наводимых в приемной катушке токами в элементарных кольцах, на которые разбивается пространство системой коаксиальных цилиндров и плоскостей, перпендикулярных к оси скважины. Э. д. с. каждого из элементарных колец равна произведению удельной электрической проводимости σ_n и геометрического фактора g кольца.

Зная сигнал, создаваемый каждым элементарным кольцом, можно подсчитать сигнал, поступающий от всего пространства, который будет равен сумме сигналов от элементарных колец. Следовательно, вклад однородного участка среды в общий сигнал определяется его электропроводностью и геометрическим фактором. Геометрический фактор рассматриваемой среды соответствует сумме геометрических факторов элементарных колец. Такой суммарный геометрический фактор G будет зависеть только от геометрических размеров и взаимного положения рассматриваемой среды и зонда.

Кажущаяся электрическая проводимость. Из изложенного следует, что в условиях применимости приближенной теории Г. Г. Долля, когда взаимодействием вихревых токов можно пренебречь (среда не очень высокой проводимости), показания индукционного каротажа определяются проводимостью и геометрическим фактором среды, окружающей зонд. В общем случае доля показаний, обусловленная той или иной средой, приближенно соответствует произведению удельной электропроводности на ее геометрический фактор. В скважинах, заполненных глинистым буровым раствором или водой, в измерительных катушках возникает э. д. с., определяемая суммой э. д. с., возникающих в отдельных составных частях изучаемой среды: в стволе скважины, зоне проникновения, неизменной части пласта и вмещающей породе. Соответственно, величина кажущейся удельной электропроводности для пласта конечной мощности определяется выражением

$$\sigma_k = \frac{1}{\rho_k} = G_c \sigma_p + G_{зп} \sigma_{зп} + G_n \sigma_n + G_{вм} \sigma_{вм}, \quad (90)$$

где σ_p , $\sigma_{зп}$, σ_n , $\sigma_{вм}$ — удельные электропроводности бурового раствора, зоны проникновения, неизменной части пласта и вмещающих пород; G_c , $G_{зп}$, G_n , $G_{вм}$ — геометрические факторы скважины, зоны проникновения, неизменной части пласта и вмещающих пород.

Сигнал, измеряемый при индукционном каротаже, будет зависеть от электропроводности пород, бурового раствора и зоны проникновения, мощности пластов, диаметров скважины и зоны проникновения, типа и размеров зонда, силы тока питания и частоты поля.

Согласно изложенному, для оценки сигнала в среде с известным характером распределения электропроводности достаточно найти геометрические факторы, соответствующих участков среды.

В пластах большой мощности электропроводность следует считать постоянной в осевом направлении и изменяющейся по радиусу. В этих условиях решение задачи сводится к изучению комбинации из электрически однородных коаксиальных цилиндрических слоев различной электропроводности. Для этого случая Г. Г. Доллем вводится понятие о геометрическом факторе тонкого цилиндрического слоя. График зависимости геометрического фактора тонкого ци-

линдрического слоя, толщина которого равна толщине элементарного кольца, от отношения радиуса цилиндра к длине двухкатушечного зонда приведен на рис. 56. Эта зависимость показывает относительное влияние тонких цилиндрических слоев разного радиуса. Как видно из графика, при r , значительно меньшем длины зонда L , геометрический фактор возрастает практически прямо пропорционально радиусу, затем рост замедляется и при $r = 0,45L$ наблюдается максимум. При дальнейшем увеличении r величина геометрического фактора плавно уменьшается и при r , превышающем $1,5L$, стремится к нулю. Таким образом, по приближенной теории на показания зонда индукционного каротажа основное влияние оказывает концентрический слой породы, заключенный между цилиндрическим радиусом $0,4L$ и $1,5L$. Цилиндры с малым и очень большим радиусом слабо влияют на величину сигнала.

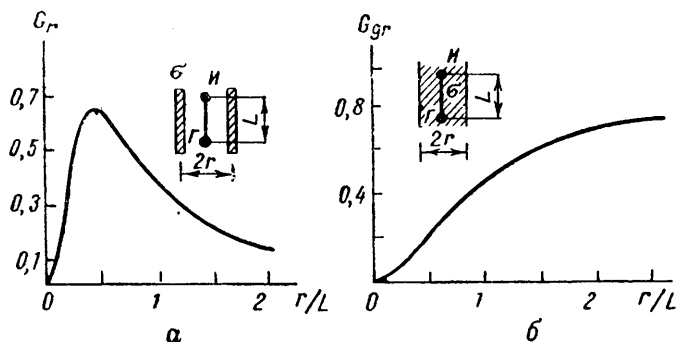


Рис. 56. График геометрического фактора тонкого цилиндрического слоя (а) и интегрального радиального геометрического фактора (б) для двухкатушечного индукционного зонда

Для характеристики глубинности исследования зондом индукционного каротажа важно определить геометрический фактор цилиндра G_{gr} (интегральный радиальный геометрический фактор), как функцию отношения его радиуса к длине зонда. Такая зависимость получена для двухкатушечного зонда (см. рис. 56). Из графика следует, что при малых r/L геометрический фактор цилиндра возрастает как $(r/L)^2$, затем рост замедляется и величина геометрического фактора медленно приближается к единице. Этим графиком пользуются для приближенной оценки глубинности исследования, влияния скважины и зоны проникновения.

Для характеристики осевого исследования зондом индукционного каротажа в приближенной теории рассматриваются геометрические факторы элементарного пласта и пласта конечной мощности (см. рис. 56). Для упрощения расчетов в пластах конечной мощности влиянием скважины и зоны проникновения пренебрегают. Это позволяет представить изучаемое пространство, окружающее зону, разделенным на бесконечное число элементарных горизонтальных слоев и рассмотреть геометрические факторы таких слоев. За единичный элементарный пласт принимается пласт, мощность которого мала по сравнению с длиной зонда. Геометрический фактор элементарного пласта равен сумме геометрических факторов всех единичных колец, имеющих одну и ту же координату z .

На рис. 57, а дан график зависимости геометрического фактора G_z от z/L для двухкатушечного зонда. По оси абсцисс отложена величина геометрического фактора, а по оси ординат — расстояние элементарных пластов до точки O (середина расстояния между катушками). Как видно геометрический фактор элементарных пластов, расположенных в интервале зонда, постоянен (на показания зонда основное влияние оказывает электрическая проводимость пласта). В интервале, расположенном вне зонда, геометрический фактор уменьшается обратно пропорционально квадрату расстояния от середины зонда.

Для практических целей важное значение имеет величина геометрического фактора G_{gn} против пласта конечной мощности, равной h , когда зонд находится против интервала пласта (середина зонда совпадает с серединой пласта). Такой геометрический фактор получил название интегрального геометрического фактора. График зависимости G_{gn} от h/L для двухкатушечного зонда показан на рис. 57, б. Как видно, при малых h/L геометрический фактор

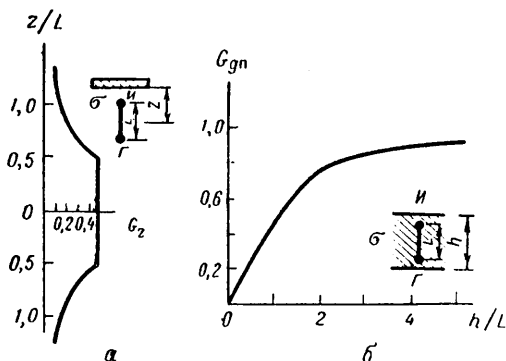


Рис. 57. Графики геометрического фактора тонкого пласта (а) и интегрального вертикального геометрического фактора (б) для двухкатушечного индукционного зонда

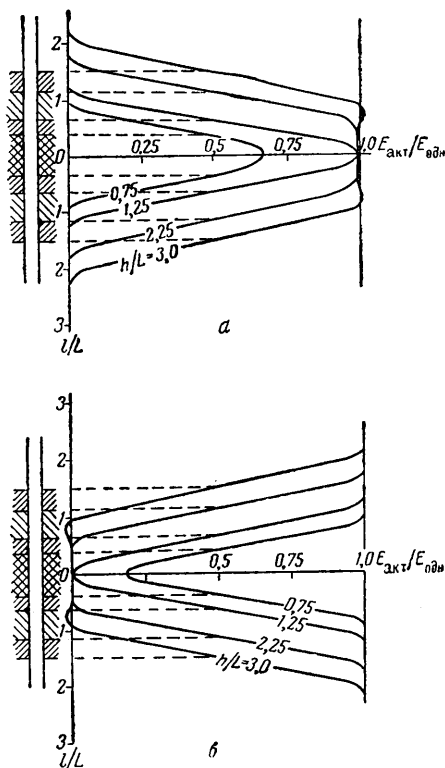


Рис. 58. Кривые электрической проводимости $E_{\text{акт}}/E_{\text{одн}}$, зарегистрированные зондом 6Ф1 (по М. И. Плюснину). $d_c = 0,25$ м, а — $\rho_p = 2,15$ Ом·м; $\rho_{\text{вм}} = \infty$; б — $\rho_p = \infty$; $\rho_{\text{вм}} = 1,2$ Ом·м

пласта возрастает пропорционально его мощности, затем рост замедляется и кривая медленно приближается к единице. График вертикального геометрического фактора используют для приближенной оценки влияния вмещающей среды.

Форма кривой и определение границ пластов. Токовые линии при индукционном каротаже образуют вокруг оси скважины замкнутые окружности, располагающиеся в плоскости, перпендикулярной к оси прибора. Поэтому в пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, не пересекая границ пластов различного сопротивления.

На рис. 58 приведены кривые отношения $E_{\text{акт}}/E_{\text{одн}}$ для пластов конечной мощности, полученные для зонда 6Ф1 в результате моделирования. $E_{\text{акт}}$ — э. д. с.

против пласта конечной мощности с сопротивлением ρ_n , сопротивление вмещающей среды $\rho_{вм}$; $E_{одн}$ — э. д. с. против однородного пласта неограниченной мощности с сопротивлением ρ_n .

Как видно, кривая индукционного каротажа симметрична. Середины отклонений кривой для пластов большой и средней мощности соответствуют границам пласта. Для кривой, полученной зондом 6Ф1, границы пластов отбиваются на середине отклонения кривой при $h \geq 1,5$ и $\rho_n/\rho_{вм} \leq 5$. Выделение границ тонких пластов ($h < 0,6$ м) по данным индукционного каротажа затруднено.

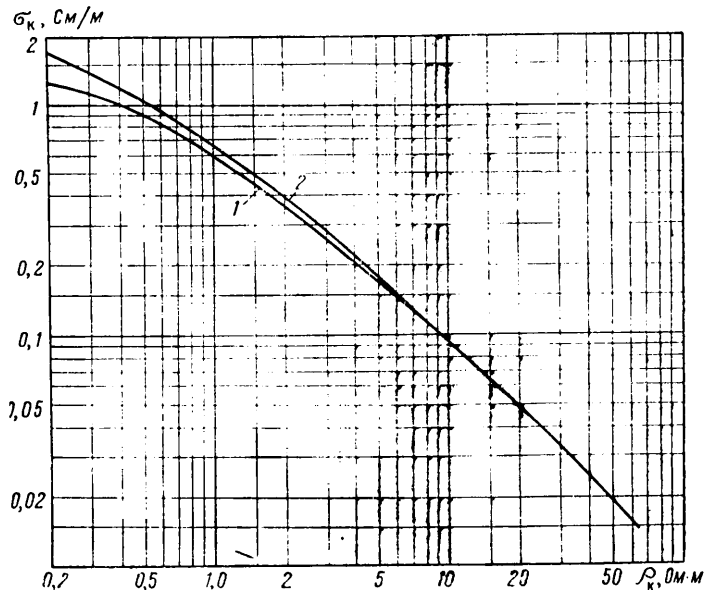


Рис. 59. График для перехода от кажущейся проводимости без учета скин-эффекта σ_k к кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k .

1 — зонд 5Ф1,2; 2 — зонд 6Ф1; частота питающего тока — 50 кГц

Характерными (существенными) значениями кривой индукционного каротажа против пластов конечной мощности являются показания против середины пласта (максимальные или минимальные). При отсчете удобнее пользоваться кажущимися удельными сопротивлениями ρ_k . Однако связь между регистрируемым при индукционном каротаже сигналом и проводимостью однородной среды является нелинейной. Поэтому перейти от измеряемого сигнала к кажущимся проводимостям или сопротивлениям в явном виде не удастся и приходится прибегать к графической зависимости. Для этой цели отсчитывают значения σ_k по линейной шкале на кривой проводимости, а затем по специальному графику переходят от кажущейся проводимости без учета скин-эффекта к кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k (рис. 59).

Характеристики зонда индукционного каротажа

Свойства индукционных зондов выражаются их характеристиками исследования, которые представляют собой графики зависимости сигнала, измеряемого зондом, от параметров изучаемой среды. Обычно изучают вертикальные, радиальные и градуировочные характеристики.

Для исследования вертикальных и радиальных характеристик рассматривают условные значения геометрического фактора: отношение сигнала при данной толщине слоя h или радиусе r соответственно к значению сигнала при $h = \infty$ или $r = \infty$.

Вертикальные характеристики отражают влияние вертикальной неоднородности среды на величину измеряемого сигнала.

Различают (рис. 60) вертикальные характеристики по проводимости пласта (прямые) и вертикальные характеристики по проводимости вмещающих пород (обратные). Вертикальные характеристики по проводимости пласта представляют собой графики зависимости отношения э. д. с. активного сигнала $E_{\text{акт}}$ к сигналу $E_{\text{одн}}$ от мощности пласта h . $E_{\text{акт}}$ соответствует значению э. д. с.,

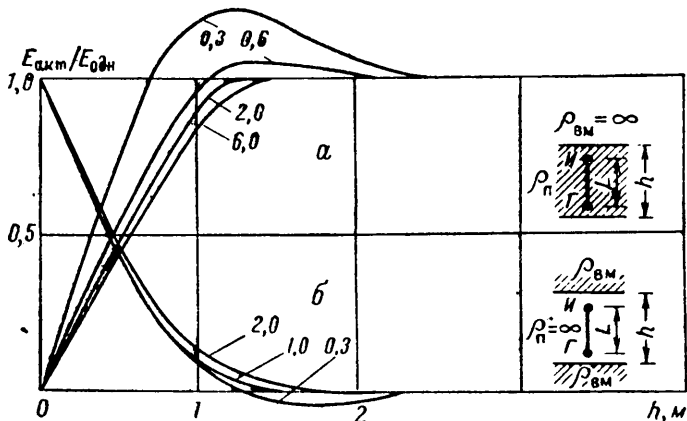


Рис. 60. Вертикальные характеристики зонда 6Ф1.

a — вертикальные характеристики зонда по проводимости пласта (прямые), шифр кривых — удельное сопротивление пласта в Ом · м; *б* — вертикальные характеристики зонда по проводимости вмещающих пород (обратные), шифр кривых — удельное сопротивление вмещающих пород в Ом · м

когда зонд находится в середине пласта конечной мощности с сопротивлением ρ_n , расположенного в среде бесконечно высокого сопротивления $\rho_{\text{вм}} = \infty$; $E_{\text{одн}}$ — величина сигнала в однородной среде неограниченной мощности удельным сопротивлением, равным удельному сопротивлению пласта.

Вертикальные характеристики по проводимости вмещающих пород (обратные) представляют график отношения сигнала $E_{\text{акт}}$, когда зонд находится в середине пласта бесконечно высокого сопротивления, залегающего во вмещающей среде с сопротивлением ρ_n , к сигналу $E_{\text{одн}}$ в однородной среде, равной по сопротивлению вмещающей, к мощности пласта h .

Вертикальные характеристики дают возможность определить минимальную мощность пласта, когда пласт еще отмечается на кривой и когда максимальное (минимальное) кажущееся значение проводимости близко к истинному.

Из приведенных вертикальных характеристик видно, что индукционными зондами можно выделять в разрезе пласты малого сопротивления мощностью 0,5 м и более и пласты высокого сопротивления мощностью более 1 м. Очень тонкие пласты этими зондами отмечаются слабо или совсем не отмечаются. Следовательно, индукционные зонды имеют менее благоприятную вертикальную характеристику по сравнению с зондами других разновидностей метода

сопротивления. Для пласта мощностью более 2 м кажущиеся значения сопротивления, полученные зондом 6Ф1, мало отличаются от истинного.

При помощи вертикальной характеристики можно также оценить влияние вмещающих пород на показания индукционного каротажа.

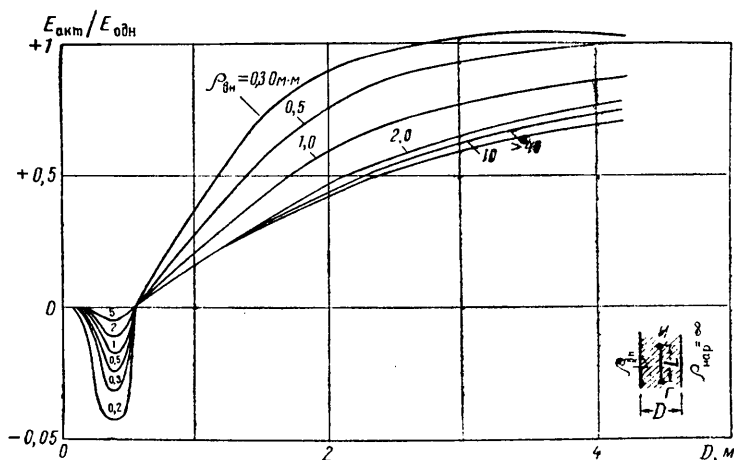


Рис. 61. Радиальные характеристики зонда 6Ф1 по проводимости внутреннего цилиндра

Радиальные характеристики отражают влияние радиальной неоднородности среды на величину измеряемого сигнала (рис. 61, 62).

Различают радиальные характеристики по проводимости внутренней цилиндрической среды (прямые) и радиальные характеристики по проводимости внешней среды (обратные). Прямая радиальная характеристика представляет зависимость отношения активного сигнала $E_{\text{акт}}$, создаваемого бесконечно длинным цилиндром, к сигналу $E_{\text{одн}}$ в однородной среде с тем же удельным сопротивлением от диаметра цилиндра D .

Как видно из графических зависимостей, построенных для зонда 6Ф1 (рис. 61), сигнал от цилиндрической среды с сопротивлением $\rho_{\text{вн}} = 0,3$ Ом·м практически равен сигналу от безграничной однородной среды при диаметре $D = 3$ м; с увеличением $\rho_{\text{вн}}$ увеличивается и значение D для сохранения тех же условий.

Обратная радиальная характеристика представляет отношение сигнала $E_{\text{акт}}$ в непроводящем цилиндре бесконечной длины, заключенном в среду

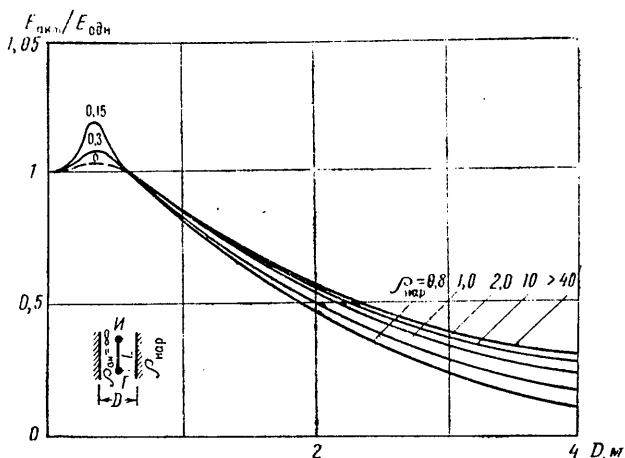


Рис. 62. Радиальные характеристики зонда 6Ф1 по проводимости внешней среды

с сопротивлением ρ_n , к сигналу $E_{\text{одн}}$ в однородной среде с тем же сопротивлением ρ_n от диаметра цилиндра D . Согласно графикам, изображенным на рис. 62, для зондов 6Ф1 при D непроводящего цилиндра более 4 м кривые выходят на асимптоту. Следовательно, на величину сигнала среда за пределами цилиндра уже не оказывает влияния.

Пользуясь радиальной характеристикой, можно для пласта неограниченной мощности определить геометрический фактор скважины, зоны проникновения и неизменной части пласта и по формуле (90) найти долю показаний, обусловленную каждой из этих сред. Для получения геометрического фактора концентрического слоя с цилиндрическими поверхностями r_1 и r_2 находят соответствующие им значения геометрического фактора и определяют их разность.

Из радиальных характеристик следует, что зонды индукционного каротажа обладают значительной глубиной исследования — 2 м и более. В этом их существенное преимущество по сравнению с другими методами сопротивлений.

Вертикальные и радиальные характеристики зонда 6Ф1 получены в результате электролитического моделирования, когда неоднородная среда составляется из отдельных, обычно цилиндрических, камер, заполненных электролитом с заданной проводимостью.

Градуировочная характеристика используется для оценки диапазона удельных сопротивлений, измеряемых данным зондом. При помощи стандартной аппаратуры индукционного каротажа для зонда 6Ф1 этот диапазон ограничивается величинами сигналов, соответствующими удельным сопротивлениям 0,2 и 40 Ом·м.

Влияние скважины, вмещающих пород и зоны проникновения на результаты измерений

Влияние скважины на показания индукционного каротажа в общем случае зависит от диаметра скважины, сопротивления раствора и отношения ρ_n/ρ_p .

Согласно радиальным характеристикам зондов индукционного каротажа (см. рис. 61 и 62), при обычных значениях диаметра скважины (0,2—0,3 м) влияние скважины мало и практически не учитывается при пресном растворе ($\rho_p > 1$ Ом·м) и при $\rho_n/\rho_p < 20$. В случае высокоминерализованных буровых растворов ($\rho_p < 1$ Ом·м) и достаточно высокого удельного сопротивления пород ($\rho_n/\rho_p > 20$) влияние скважины становится заметным и должно учитываться при интерпретации диаграмм индукционного каротажа, что достигается при помощи специальных палеток для учета влияния скважины. Эти палетки содержат несколько семейств кривых зависимости исправленного за влияние скважины кажущегося сопротивления $\rho_k^{\text{ис}}$ от ρ_k ; шифром палетки является удельное сопротивление бурового раствора ρ_p , а шифром кривых — диаметр скважины d_c (рис. 63).

Для приведения кажущегося сопротивления ρ_k и $\rho_k^{\text{ис}}$, соответствующему условиям скважины, заполненной непроводящей средой (нефть, газ, воздух), поступают следующим образом: по кривой индукционного каротажа определяют существенное значение кажущегося сопротивления ρ_k ; выбирают палетку с соответствующим шифром ρ_p ; по величине ρ_k находят $\rho_k^{\text{ис}}$ для данного диаметра скважины d_c , используя график рис. 63.

Влияние вмещающих пород в индукционном каротаже существенно меньше, чем в других методах сопротивления. Для пластов мощностью более 2 м при использовании зонда 6Ф1 и мощности 4—5 м при

применении зонда 5Ф1,2 влияние вмещающих пород на результаты измерений в индукционном каротаже можно не учитывать. В пластах меньшей мощности фактические показания индукционного каротажа необходимо приводить к показаниям против пластов неограниченной мощности.

Определение поправочного коэффициента за мощность производят с помощью палеток, позволяющих перейти от кажущегося удельного сопротивления ρ_k против пласта ограниченной мощности к сопротивлению для пласта неограниченной мощности ρ_k^∞ .

На рис. 64 [2] приведены кривые зависимости величины поправки $\rho_k^\infty/\rho_k^{нс}$ от $\rho_k^{нс}/\rho_{вм}$, полученные зондом 6Ф1. Как видно из приведенных кривых, для пластов малого сопротивления ($\rho_p < \rho_{вм}$) поправка вводится лишь при $h < 1,25$ м, а для пластов высокого сопротивления ($\rho_p > \rho_{вм}$) — при $h < 2,5$ м.

При отыскании нужной поправки необходимо определить мощность пласта h в метрах; найти величину $\rho_{вм}$ как среднее арифметическое от отсчетов сопротивлений покрывающих и подстилающих пород; выбрать палетку с соответствующим шифром $\rho_{вм}$; по кривой с модулем h для величины кажущегося сопротивления $\rho_k^{нс}$, исправленного по графику (см. рис. 63), отсчитывают значение ρ_k^∞ .

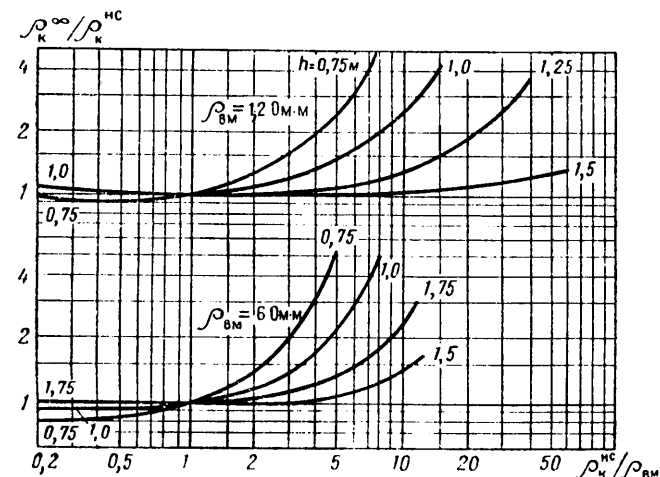


Рис. 64. Палетка для учета влияния ограниченной мощности пласта

Основное влияние оказывают пласты малого сопротивления. Если вмещающая порода имеет большее сопротивление, чем пласт, доля показаний, обусловленная вмещающими породами, невелика.

Влияние зоны проникновения мало сказывается на результатах измерений индукционным каротажем, если оно является повышающим. Понижающее проникновение оказывает значительное влияние, начиная

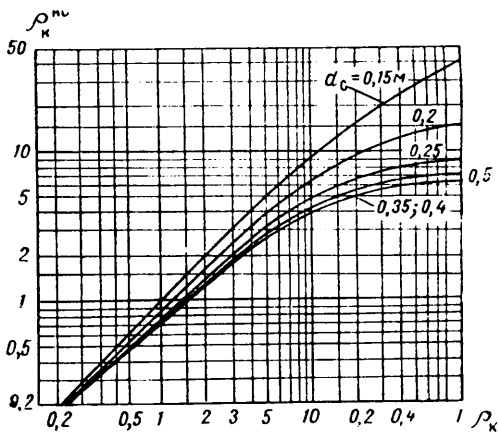


Рис. 63. Палетка учета влияния скважины. Зонд 6Ф1. Шифр палетки — $\rho_p = 0,1$ Ом·м.

сопротивлений покрывающих и подстилающих пород; выбрать палетку с соответствующим шифром $\rho_{вм}$; по кривой с модулем h для величины кажущегося сопротивления $\rho_k^{нс}$, исправленного по графику (см. рис. 63), отсчитывают значение ρ_k^∞ . На диаграммах индукционного каротажа особенно четко выделяются пласты, залегающие среди пород высокого сопротивления, например глинистые прослои в известняках или нефтеносных пластах. При тонком переслаивании пластов на показания индукционного каротажа основ-

уже с проникновения раствора на глубину, превышающую три диаметра скважины ($D > 3d_c$). С увеличением отношения сопротивления неизменной части пласта к сопротивлению зоны проникновения ($\rho_n/\rho_{\text{вп}}$) влияние понижающего проникновения возрастает. Влияние скважины и зоны проникновения возрастает во всех случаях с увеличением сопротивления пород, слагающих разрез.

Применение индукционного каротажа и выбор зонда

В индукционном каротаже в отличие от других методов сопротивления не требуется непосредственного контакта измерительной схемы с буровым раствором. Это дает возможность применять индукционный каротаж в тех случаях, когда при бурении скважины используют непроводящие растворы (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах.

Благоприятные результаты получаются при исследовании индукционным каротажом разрезов низкого и среднего сопротивлений и при наличии повышающего проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Лучшие результаты достигаются, если скважина заполнена буровым раствором, сопротивление которого в 5—10 раз превышает сопротивление пластовых вод, и отсутствует или имеется небольшое проникновение раствора в пласт. Во всех этих случаях индукционный каротаж, как правило, дает более точные данные об удельном сопротивлении пласта по сравнению с другими методами сопротивления.

По диаграммам индукционного каротажа возможны более точные определения низкоомных водоносных коллекторов и положения водо-нефтяного контакта.

Применение индукционного каротажа ограничено при соленом буровом растворе и высоком удельном сопротивлении пород. Нечеткое расчленение разреза при индукционном каротаже наблюдается в разрезе, представленном породами с сопротивлением, превышающим 50 Ом·м.

При выборе длины зонда индукционного каротажа учитывают, что для длинных зондов снижается влияние скважины и зоны проникновения. Это облегчает определение удельного сопротивления неизменной части пласта. Однако с увеличением длины зонда затрудняется выделение тонких пластов.

На практике применяют зонды большой длины (1 м и более), которые способствуют определению удельного сопротивления пластов в их неизменной части, не затронутой проникновением. Для улучшения характеристики индукционного каротажа прибегают к многокатушечным зондам и надлежащей их фокусировке. На нефтяных промыслах Советского Союза применяются пятикатушечные зонды типа 5Ф1,2 длиной 1,2 м и шестикатушечные 6Ф1 длиной 1 м.

Индукционный каротаж рекомендуется проводить в комплексе с другими методами сопротивлений, а также кривой ПС. При этом возможно более надежное определение удельного сопротивления пластов малой и средней мощности с проникновением в них фильтрата бурового раствора.

Микрозонды (микрокаротаж)

Для определения электрического сопротивления части пласта, непосредственно прилегающей к скважине, и детального расчленения разреза при геофизических исследованиях скважин используются микроустановки с малой глубиной исследования — микрозонды.

Микрозонд — специальный каротажный зонд малой длины, электроды которого размещены на внешней стороне башмака из изоляционного материала.

При работе башмак с электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигаются экрапирование зонда от бурового раствора и уменьшение влияния раствора на результат измерений (рис. 65).

В проницаемых пластах сопротивление части пласта, прилегающей к скважине, соответствует сопротивлению промытой зоны $\rho_{пп}$ или зоны проникновения $\rho_{зп}$, в непроницаемых — сопротивлению самого пласта $\rho_{п}$. Кроме того, между башмаком и пластом существует промежуточный слой, состоящий из глинистой корки в проницаемом пласте и пленки бурового раствора в непроницаемом. В результате кажущееся сопротивление, измеряемое микрозондом, зависит в основном от сопротивления прилегающей к скважине части пласта $\rho_{пп}$ ($\rho_{зп}$), удельного сопротивления глинистой корки $\rho_{гк}$ и ее толщины $h_{гк}$.

Применяемые на практике микрозонды разделяются на обычные и боковые.

В обычном микрозонде в средней части башмака смонтированы три электрода A , M и N на расстоянии 2,5 см друг от друга. При помощи этих электродов по обычной схеме электрического каротажа образуют два микрозонда: градиент $A0,25M0,25N$ и потенциал $A0,05M$, которыми одновременно производят исследования скважины (см. рис. 65, а).

Если учесть, что радиус исследования градиент-микрозонда равен его длине, а потенциал-микрозонда в 2—2,5 раза больше его длины, то глубина исследования составляет приблизительно 4 и 10—12 см соответственно для градиент- и потенциал-микрозондов. По замеру двух кривых сопротивления, зарегистрированных с различными радиусами исследований, можно получить представление об удельном сопротивлении прилегающей к скважине части пласта и оценить влияние глинистой корки и слоя бурового раствора.

Боковой микрозонд состоит из центрального электрода A_0 и трех кольцевых электродов M , N и A_1 , смонтированных на башмаке из изоляционного материала. Расстояние между соседними кольцами равно 1,25—2,5 см (см. рис. 65, б).

Центральный электрод A_0 является основным, и через него пропускают ток постоянной силы i . Крайний кольцевой электрод A_1 является экраным, через него пропускают ток той же полярности, что и в центральном электроде, сила которого регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами M

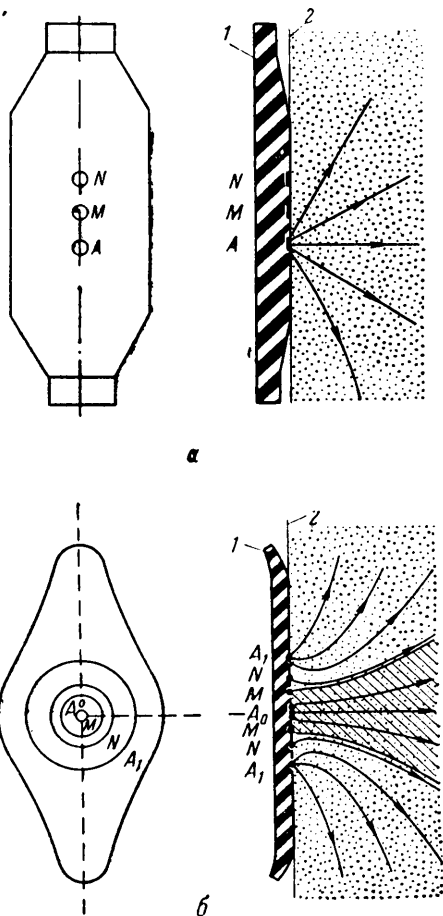


Рис. 65. Схема обычного (а) и бокового (б) микрозондов.

1 — башмак из изоляционного материала;
2 — стенка скважины

и N была равна нулю. Кажущиеся удельные сопротивления получают в результате измерения потенциала одного из электродов M или N относительно удаленного электрода N_1 .

Измерение при боковом микрозонде производится по той же электрической схеме, что и при боковом каротаже.

Малые расстояния между электродами в боковом микрозонде обеспечивают малую глубину исследования. Однако наличие экранного электрода A_1 обуславливает распространение тока из электрода A_0 по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным к стенке скважины. Этим заметно уменьшается влияние глинистой корки и пленки бурового раствора между башмаком и стенкой скважины.

На рис. 65 изображено распределение токовых линий, выходящих из электрода A_0 при боковом микрозонде (см. рис. 65, б) и обычном микрозонде (см. рис. 65, а). Как видно, при боковом микрозонде токовые линии пересекают слой между башмаком и породой приблизительно под прямым углом, а в обычном микрозонде часть тока проходит почти параллельно стенке скважины, что обуславливает значительное влияние глинистой корки на замеренное сопротивление. Это влияние возрастает с увеличением сопротивления пласта и толщины глинистой корки.

По данным кривых сопротивления, измеренных микрозондами, возможно решать следующие задачи: расчленив разрез на проницаемые и непроницаемые пласты; уточнить литологический состав пород; выделить границы пластов и определить их мощности; оценить удельное сопротивление части пласта, прилегающей к скважине, и толщину промежуточного слоя (глинистой корки и пленки).

При наличии против проницаемого пласта глинистой корки кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал-микрозондом, значительно выше таких же сопротивлений, измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом, обладающим заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение величин сопротивления, замеренных потенциал- и градиент-микрозондами, получило название **положительного расхождения** (приращения). Оно характерно для проницаемых пластов. Наряду с этим положительное расхождение кривых сопротивления наблюдается также и против непроницаемых пластов высокого сопротивления (сопротивление пласта более чем в 25—30 раз превышает сопротивление раствора) вследствие влияния пленки бурового раствора, заключенной между башмаком микрозонда и стенкой скважины. Поэтому пласт следует считать проницаемым, если наблюдается положительное расхождение и удельное сопротивление части пласта, прилегающего к скважине, превышает значение сопротивления глинистого раствора не более чем в 5—25 раз.

Положительное расхождение отмечается чаще всего в проницаемых песчано-алевритовых пластах с глинистой коркой небольшой толщины и сопротивлением, в несколько раз меньшим сопротивления зоны проникновения (рис. 66, интервалы 2196—2210 м).

При наличии на стенке скважины толстой глинистой корки (свыше 2 см) кажущиеся сопротивления, полученные обоими микрозондами, оказываются заниженными, близкими к сопротивлению глинистой корки, и положительное приращение почти не наблюдается.

На диаграммах КС, измеренных микрозондами, трудно бывает отличить нефтегазоносную часть пласта от водоносной. Это связано с тем, что проникновение фильтрата раствора в пласт практически не зависит от характера его

насыщения. Сопротивление зоны проникновения при этом выравнивается и мало отличается по величине в нефтегазонасыщенной вышле 2207 м и водонасыщенной ниже 2207 м частях пласта.

В отдельных случаях сопротивления, измеренные малым градиент-микрозондом, превышают сопротивления, измеренные большим потенциал-микрозондом, т. е. наблюдается так называемое отрицательное приращение. Отрицательное приращение кривых КС происходит в тех случаях, когда сопротивление раствора больше сопротивления пласта.

Против глинистых пластов величины кажущихся сопротивлений, измеренные градиент- и потенциал-микрозондами, обычно совпадают и соответствуют удельному сопротивлению глин (см. рис. 66, интервалы 2193—2196; 2210—2216 м).¹ При наличии против глинистого пласта каверн значительных размеров измеренные кажущиеся сопротивления соответствуют чаще всего сопротивлению глинистого раствора.

На диаграммах микрозондов без признаков расхождения отмечаются также непроницаемые прослои не очень высокого сопротивления (плотные алевролиты, глинистые песчаники, мергели, доломиты, известняки).

В плотных породах с нарушенной монолитностью (в трещиноватых, кавернозных карбонатных и песчаных породах) положительное приращение вызывается также неплотным прилеганием башмака с электродами к стенке скважины. Толщина слоя глинистого раствора, заключенного между изоляционной пластинкой (башмаком микрозонда) и стенкой скважины, может сильно меняться в зависимости от трещиноватости и кавернозности пласта. В результате диаграммы кажущихся сопротивлений, зафиксированные микрозондами, окажутся сильно дифференцированными. Полученные диаграммы в этих случаях характеризуются положительными, а иногда отрицательными расхождениями. Последнее связано с неплотным прилеганием пластины и влиянием на измеренные сопротивления глинистого раствора, заполняющего скважину. Интерпретация диаграмм микрозондов против трещиноватых пород затрудняется. Существенную помощь при интерпретации оказывают кавернограммы,

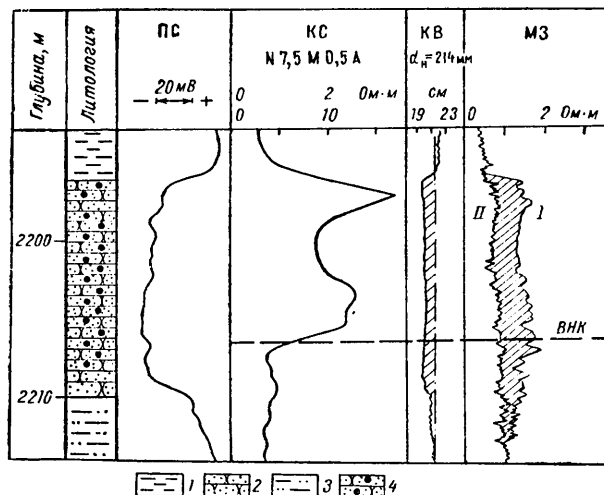


Рис. 66. Пример выделения проницаемой части пласта при помощи кривых микрозонда.

1 — глина; 2 — песчаник водоносный; 3 — глина песчаная; 4 — песчаник нефтеносный.
I — потенциал-микрозонд; II — градиент-микрозонд. ВНК — водо-нефтяной контакт

¹ В результате катионного обмена удельное сопротивление глин в непосредственной близости от скважины (в пределах слоя толщиной 2,5—5 см) может несколько измениться. Такое изменение удельного сопротивления может быть отмечено на кривых, полученных микрозондами, как положительное расхождение и иногда ошибочно трактуется как признак проникновения раствора.

зарегистрированные в крупном масштабе. Наличие облегчает выделение в разрезе проницаемых пластов по сужению диаметра скважины и трещиноватых кавернозных пород по характерной мелкой дифференцированности кривой.

Для оценки удельного сопротивления проницаемой части пласта, прилегающей к скважине (промытой зоны $\rho_{пп}$), по результатам измерений микрозондами пользуются специальными палетками. Эти палетки состояются по измерениям на моделях пластов для различных типов микрозондов (рис. 67).

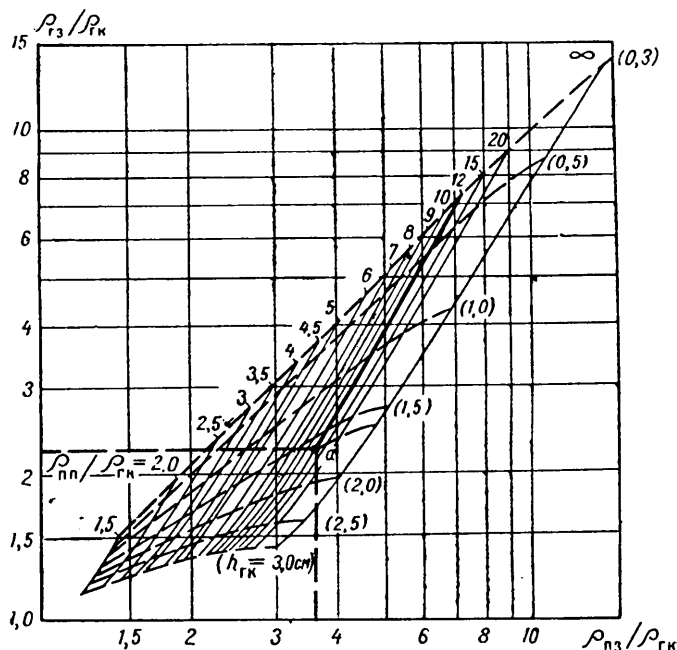


Рис. 67. Палетка для интерпретации данных микрозонда.

Диаметр скважины 21 см; $\rho_{пз}$ и $\rho_{гз}$ — кажущиеся удельные сопротивления, замеренные потенциал-микрозондом А0,05М и градиент-микрозондом А0,025М0,025N; $\rho_{гк}$ — удельное сопротивление глинистой корки

Пример. Определим удельное сопротивление в зоне, прилегающей к стенке скважины в интервале 2196—2210 м (см. рис. 66).

Замеренные значения КС потенциал- и градиент-микрозондами $\rho_{пз}$ и $\rho_{гз}$ соответственно равны 1,5 и 0,9 Ом·м; диаметр скважины 21,4 см; сопротивление глинистой корки при температуре пласта $\rho_{гк} = 0,4$ Ом·м.

1. Находим отношения $\rho_{пз}/\rho_{гк} = 3,7$ и $\rho_{гз}/\rho_{гк} = 2,25$.

2. Зная $\rho_{пз}/\rho_{гк}$ и $\rho_{гз}/\rho_{гк}$, с помощью палетки (см. рис. 67) находим отношение $\rho_{зп}/\rho_{гк} = 12$ ($\rho_{зп} = 4,8$ Ом·м) и толщину глинистой корки, равную 1,6 см.

Как видно, влияние глинистой корки на измерения обычными зондами велико. Из-за большого влияния глинистой корки и нестабильности работы обычных микрозондов получить достоверные данные об удельном сопротивлении промытой части пласта трудно¹. Поэтому на практике измерения микрозондами используются главным образом для качественной характеристики промытой части пласта.

¹ В современных моделях микрозондов используются резиновые гидравлические башмаки, которые прикрепляются к шарнирным рычагам. Такие гидравлические рычаги с силой прижимаются к стенке и плотно прилегают к ней независимо от формы стенки. Этим стабилизируются измерения микрозондами и повышается точность определения удельного сопротивления промытой части пласта.

Более точное определение удельного сопротивления части пласта, прилегающего к скважине, можно получить при помощи бокового микрозонда. На показания бокового микрозонда глинистая корка оказывает меньшее влияние, чем на показания обычного зонда; при не очень большой толщине корки (менее 0,8 см) влиянием глинистой корки можно пренебречь. В этом случае кажущееся сопротивление, замеренное боковым микрозондом, может быть принято за удельное сопротивление. При толщине глинистой корки, превышающей 0,8 см, влияние ее на показания бокового каротажа должно быть учтено при помощи специальных палеток. Палетки составлены по результатам моделирования на электролитической модели для диаметров скважин $d_c = 0,2; 0,25; 0,3$ м и зафиксированных отношений $\rho_{пп}/\rho_{гк}$. Одна из таких палеток изображена на рис. 68. Определив известным способом удельное сопротивление глинистой корки $\rho_{гк}$ и при помощи каверномера ее толщину $h_{гк}$, находят по величине $\rho_{к}/\rho_{гк}$ отношение $\rho_{пп}/\rho_{гк}$.

Наличие соленого бурового раствора в скважине создает наиболее благоприятные условия для применения микробокового каротажа. Это объясняется малым влиянием соленого бурового раствора на показания микробокового каротажа и небольшой толщиной глинистой корки. Полученные измерения для этих условий оказываются близкими к истинным удельным сопротивлениям промытой части пласта $\rho_{пп}$.

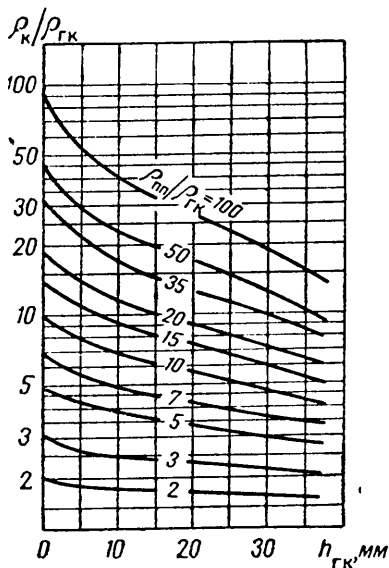


Рис. 68. Палетка бокового микрозонда. Шифр палетки — $d_c = 0,2$ м

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД

Одной из основных задач интерпретации материалов геофизических исследований скважин является определение истинного значения удельного сопротивления пород.

При отсутствии проникновения бурового раствора в пласт удельное сопротивление пород может быть определено по результатам измерения обычным зондом после внесения в них поправок за влияние ограниченной мощности пласта и за влияние скважины. Для этого могут быть использованы показания обычного зонда достаточно большой длины. Если буровой раствор сильно минерализован и порода имеет большое (сотни и тысячи ом-метров) сопротивление, лучшие результаты получаются при использовании данных бокового каротажа, а в сухих скважинах и при низком (единицы и доли единицы ом-метров) сопротивлении пород — индукционного каротажа.

В скважинах наибольший интерес представляют пласты с проникновением в них фильтрата раствора. Определение удельного сопротивления этих пластов связано с выявлением зоны проникновения.

Для решения этих задач необходимо располагать несколькими зондами с различной глубиной исследования: малой — для исследования зоны проникновения, прилегающей к скважине; большой — для изучения неизменной части пласта.

Для определения удельного сопротивления пластов и выявления зон проникновения наиболее часто используется боковое каротажное зондирование — БКЗ (см. § 4). Неблагоприятными для использования БКЗ условиями являются: неоднородность разреза (тонкое чередование прослоев различного сопротивления); очень высокое или очень малое сопротивление пород; малое сопротивление бурового раствора (соленые растворы). В этих случаях для оценки удельного сопротивления пород и выявления зоны проникновения в зависимости от геолого-геофизических условий применяют другие комплексы исследований. Наиболее распространенными из них являются методы бокового и индукционного каротажа, применяемые часто совместно с дополнительными зонами.

Определение удельного сопротивления пород по диаграммам бокового каротажа

В случае пересечения скважиной пластов высокого сопротивления, а также при бурении на соленых растворах малого сопротивления наилучшие результаты при определении удельного сопротивления пород возможны по данным бокового каротажа.

Для интерпретации кривых сопротивления, полученных аппаратурой АБК-3, воспроизведено моделирование трехэлектродного бокового каротажа на сеточной модели — электроинтеграторе, по полученным результатам составлен альбом палеток и номограмм [29].

В наиболее простом случае, когда проникновение фильтра раствора в пласт отсутствует, пласт большой мощности ($h > 32d_c$), интерпретация ведется с помощью номограммы, отображающей зависимость ρ_k/ρ_p от d_c . Для пластов ограниченной мощности ($h \leq 32d_c$) без проникновения раствора используются номограммы для двухслойных разрезов, состоящие из двух семейств кривых: слева изображена зависимость между ρ_k/ρ_p и $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$; справа — между ρ_k/ρ_p и d_c . Шифром кривых обоих семейств является отношение $\rho_{\text{п}}/\rho_p$ (рис. 69).

Определение удельного сопротивления пласта по приведенной номограмме производится в следующем порядке:

Рис. 69. Номограмма АБК-3 для пластов без проникновения, $h = 32d_c$

а) выбирается номограмма с шифром h/d_c , соответствующим данному пласту, и на кривые левого семейства наносится точка с координатами ρ_k/ρ_p и $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$; при этом в качестве существенного значения ρ_k используются минимальные либо максимальные сопротивления для однородного пласта и средние сопротивления для неоднородного пласта и пачки пластов; $\rho_{\text{вм}}$ принимается

равным среднему арифметическому из величин кажущихся сопротивлений пород в кровле и подошве пласта;

б) через найденную точку проводится линия, параллельная кривым семейства, до пересечения с крайней правой вертикальной линией координатной сетки;

в) из полученной точки пересечения проводится горизонтальная линия до точки на правой части номограммы, абсцисса которой равна диаметру скважины;

г) через эту точку проводится линия, параллельная кривым семейства; по шифру кривой ρ_n/ρ_p определяется искомая величина ρ_p .

При проникновении фильтра раствора в пласт для оценки удельного сопротивления неизменной части пласта используются трехслойные палетки АБК-3, представляющие совокупность кривых зависимости ρ_k/ρ_p от ρ_n/ρ_p (рис. 70).

Палетки составлены для двух значений диаметра скважины d_c (16,3 и 23,3 см). В палетку сгруппированы кривые зависимости ρ_k/ρ_p от ρ_n/ρ_p ($\rho_{пбк}/\rho_p$) при постоянных значениях параметров $\rho_{вм}/\rho_p$ и для пластов ограниченной мощности h/d_c . Кривые разбиты на группы, соответствующие значениям диаметра зоны проникновения $D = 2d_c, 4d_c$ и $8d_c$.

Шифром кривых является отношение удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$ к удельному сопротивлению бурового раствора ρ_p . Палетки получены для значений $\rho_{вм}/\rho_p = 1; 10; 25; 100$ и $h/d_c = 4; 8; 16; 32$.

Для определения удельного сопротивления пластов при помощи указанных палеток необходимо располагать данными о наличии либо отсутствии зоны проникновения и ее параметрах ($\rho_{зп}$ и D). Поэтому боковой каротаж применяется совместно с БКЗ или в комплексе с измерениями двумя градиент-зондами.

Для песчано-глинистого разреза длину малого зонда выбирают равной 1 м, большого — 4 м; для карбонатного разреза размеры большого градиент-зонда могут быть доведены до 8 м.

Так как в результате обработки БКЗ определяют, как правило, продольное удельное сопротивление пласта, при совместной интерпретации в качестве существенного значения ρ_k бокового каротажа следует брать продольное кажущееся сопротивление $\rho_{к.пр.}$, равное среднегармоническому из показаний против неоднородного пласта и пачки пластов. Удельное сопротивление пласта ρ_n и параметры зоны проникновения $\rho_{зп}$ и D оцениваются по БКЗ. Эти данные затем уточняются по трехслойным палеткам АБК-3 (см. рис. 70).

Интерпретация данных бокового каротажа 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 при помощи номограммы АБК-3 определяют $\rho_{пбк}$ (см. рис. 69); по малому и большому градиент-зондам при помощи палеток БКЗ-1 либо (ЭКЗ) экстремальных кривых зондирования определяют соответственно $\rho_{пм}/\rho_p$ и $\rho_{пб}/\rho_p$ [29]. При отсутствии проникновения фильтра раствора в пласт условные удельные сопротивления пласта, полученные разными зондами, практически мало различаются между собой. Удельное сопротивление вычисляется в этом случае как среднее значение всех условных удельных сопротивлений: $\rho_n/\rho_p \approx (\rho_{пбк}/\rho_p + \rho_{пм}/\rho_p + \rho_{пб}/\rho_p)/3$. Повышающему проникновению раствора соответствует неравенство $\rho'_{пм}/\rho_p \geq \rho'_{пбк}/\rho_p > \rho_{пб}/\rho_p$, понижающему проникновению — $\rho'_{пм}/\rho_p < \rho'_{пбк}/\rho_p \leq \rho_{пб}/\rho_p$.

При наличии зоны проникновения отношение $\rho'_{пм}/\rho_p$ принимается за приближенное значение $\rho'_{зп}/\rho_p$. Для оценок величины $\rho_{зп}$ по показаниям небольших

градиент- или потенциал-зондов составлены палетки $\rho_{зп}$. На палетках изображены зависимости от $\rho_{зп}/\rho_p$. Шифром кривых является отношение длины зонда к диаметру скважины L/d_c . Палетки построены по расчетным данным для градиент- и потенциал-зондов (рис. 71).

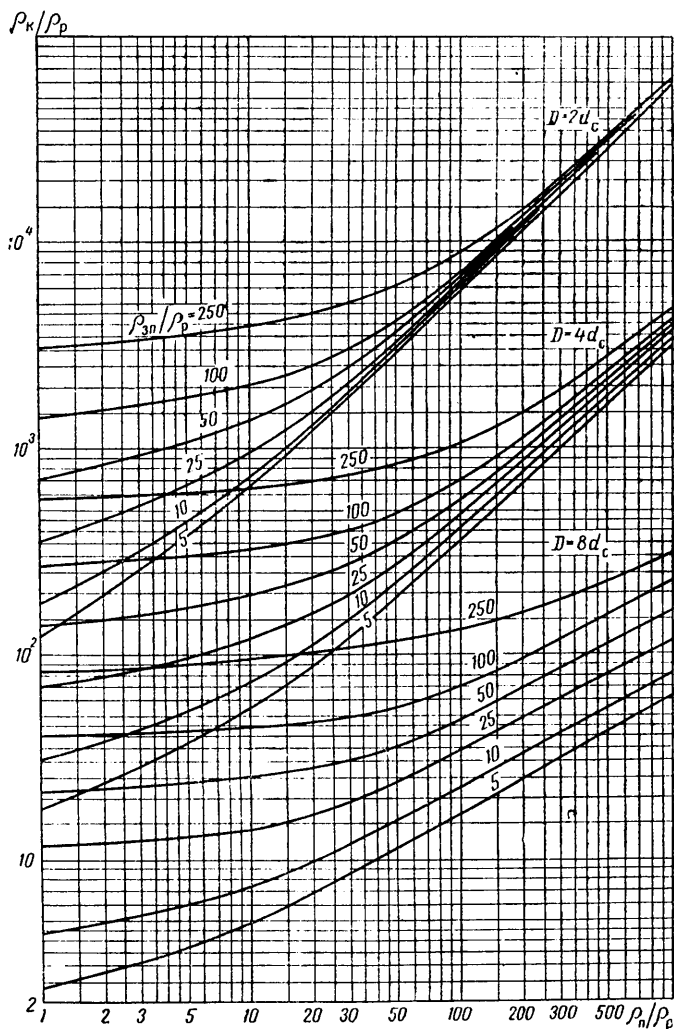


Рис. 70. Палетка АБК-3.

$$\rho_{вм} = \rho_p; h = 16d_c; d_c = 23,3 \text{ см}$$

Определение удельного сопротивления зоны проникновения по показаниям малых градиент-зондов возможно также при помощи двухслойных палеток БКЗ. Получаемая погрешность не превышает 30%, если значение удельного сопротивления зоны проникновения отличается от удельного сопротивления пласта не более чем в 2 раза ($\rho_{зп} = 0,5 \div 1,7\rho_n$) или диаметр зоны проникновения превышает $8d_c$.

Метод определения удельного сопротивления зоны проникновения по показаниям малых градиент-зондов применим к пластам, мощность которых достаточна для получения оптимального сопротивления (см. рис. 43). Оптимальное сопротивление можно отсчитать при мощности пласта более 1,3 длины зонда. Следовательно, наименьшей предельной мощностью пластов, в которых можно определять величину $\rho_{зп}$ по показаниям малых градиент-зондов, можно считать 1 м.

Кажущееся удельное сопротивление, получаемое малым градиент-зондом, является сложной функцией удельных сопротивлений бурового раствора, зоны проникновения и неизменной части пласта, а также диаметров скважины и зоны проникновения.

Погрешность в определении $\rho_{зп}$ возрастает при прочих равных условиях с уменьшением D и увеличением отношений $\rho_{п}/\rho_{р}$ и $\rho_{зп}/\rho_{р}$.

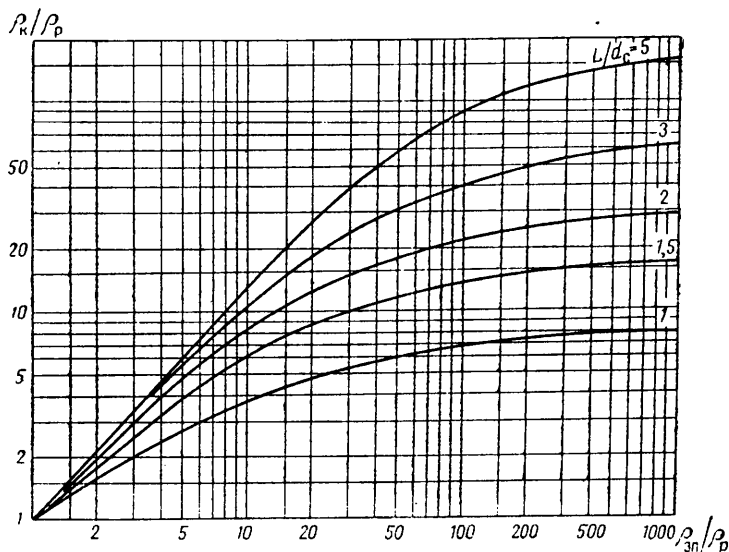


Рис. 71. Палетки $\rho_{зп}$ для градиент-зонда

Дальнейшая интерпретация сводится к оценке диаметра зоны проникновения D и удельного сопротивления неизменной части пласта при помощи трехслойных палеток АБК-3. Оценка значения D проводится методом приближенных расчетов. Сначала удельное сопротивление находится по палеточным кривым с $D/d_c = 2$. Для этого показания градиент-зондов обрабатываются по трехслойной палетке БКЗ при $AO < h$ или ЭКЗТ при $AO > h$, с шифром $D/d_c = 2$ и $\rho'_{зп}/\rho_{р}$, близким по величине к $\rho_{пм}/\rho_{р}$ [29], а показания бокового каротажа — по трехслойным кривым АБК-3.

Интерпретация заканчивается, если условные значения $\rho'_{п\text{БК}}/\rho_{р}$, $\rho'_{пм}/\rho_{р}$ и $\rho'_{п\text{Б}}/\rho_{р}$ отличаются между собой менее чем на 40%. При этом считают, что величины $\rho'_{зп}/\rho_{р}$ и $D/d_c = 2$ соответствуют параметрам зоны проникновения. При повышающем проникновении за удельное сопротивление пласта принимается $\rho'_{п\text{Б}}$ и при понижающем — $\rho'_{п\text{БК}}$. При несовпадении или расхождении между собой искомых величин ($\rho'_{п\text{БК}}/\rho_{р}$, $\rho'_{пм}/\rho_{р}$ и $\rho'_{п\text{Б}}/\rho_{р}$) более чем на 40% расчет повторяется с использованием ближайшей трехслойной палетки с $D/d_c = 4$ для

того же значения $\rho'_{зп}/\rho_p$ и т. д. до получения должного схождения искомых величин.

Процесс интерпретации поясним на следующем примере.

Пример (рис. 72). $d_c = 394$ мм, $\rho_p = 0,4$ Ом·м. На диаграмме бокового каротажа на глубине 2439—2450 м выделяется неоднородный пласт.

Кажущиеся удельные сопротивления на кривой бокового каротажа против данного пласта изменяются более чем на 50%, поэтому для интерпретации определяем продольное кажущееся сопротивление по формуле (69), равное 5 Ом·м. Исходные данные по АБК-3 и градиент-зондов $AO = 1,05$ и $AO = 8,5$ м приведены в табл. 5.

Т а б л и ц а 5

Зонды	h , м	h/d_c	ρ_k , Ом·м	ρ_k/ρ_p	$\rho_{вм}$, Ом·м	$\rho_{вм}/\rho_p$
АБК-3	11	28	5,0	12,5	1,5	3,8
$AO=1,05$ м	—	—	7,0	17,5	—	—
$AO=8,5$ м	—	—	4,0	11,2	—	—

Предполагаем отсутствие зоны проникновения ($D/d_c = 1$). В этом случае: а) при помощи номограммы АБК-3 для $h = 32 d_c$ находим $\rho'_{п БК}/\rho_p = 18$ (см. рис. 69); б) по средним значениям ρ_k для зондов $AO = 1,05$ м и 8,5 м при помощи палетки БКЗ-1 определяем $\rho'_{пм}/\rho_p = 20$ и $\rho'_{п Б}/\rho_p = 11,5$ (см. рис. 72).

Полученные значения условных удельных сопротивлений различаются между собой более чем на 40% (табл. 6), поэтому предположение об отсутствии проникновения раствора отпадает. Из полученных соотношений $\rho'_{пм}/\rho_p > \rho'_{п БК}/\rho_p > \rho'_{п Б}/\rho_p$ следует, что в пласте имеется повышающее проникновение раствора.

Т а б л и ц а 6

Зонды				$\rho_{зп}/\rho_p$
D/d_c	АБК-3	$AO=1,05$ м	$AO=8,5$ м	
1	18,0	20,0	11,5	Без проникновения 20
2	15,0	19,0	11,0	
4	11,0	19,0	10,5	
8	3,0	15,0	9,0	

Удельное сопротивление $\rho_{зп}$ зоны проникновения принимаем равным $20\rho_p$.

По показанию бокового каротажа при помощи палетки АБК-3 с $h = 16d_c$, $\rho_{вм} = \rho_p$ и $d_c = 23,3$ мм для пластов с проникновением раствора при $\rho_{зп}/\rho_p = 20$ (см. рис. 70) определяем $\rho'_{п БК}/\rho_p$, $\rho'_{пм}/\rho_p$ и $\rho'_{п Б}/\rho_p$ соответственно для различных значений $D/d_c = 2$; 4 и 8.

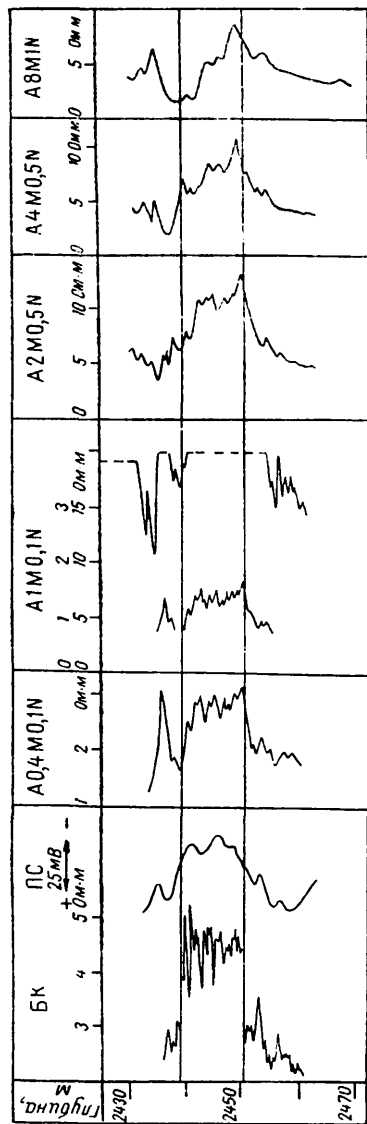
При помощи трехслойных палеток БКЗ с шифром $\rho_{зп}/\rho_p = 20$ и $D/d_c = 2$; 4 и 8 находим условные сопротивления $\rho'_{пм}/\rho_p$, $\rho'_{пм}/\rho_p$, $\rho'_{пм}/\rho_p$ и $\rho'_{п Б}/\rho_p$, $\rho'_{п Б}/\rho_p$ и $\rho'_{п Б}/\rho_p$ (см. табл. 6).

Для каждого из значений D/d_c для $\rho_{зп}/\rho_p = 20$ полученные условные удельные сопротивления для трех зондов различаются между собой более чем на 40% (максимальное расхождение).

Строим график зависимости этих сопротивлений от диаметра зоны проникновения (см. рис. 72, е).

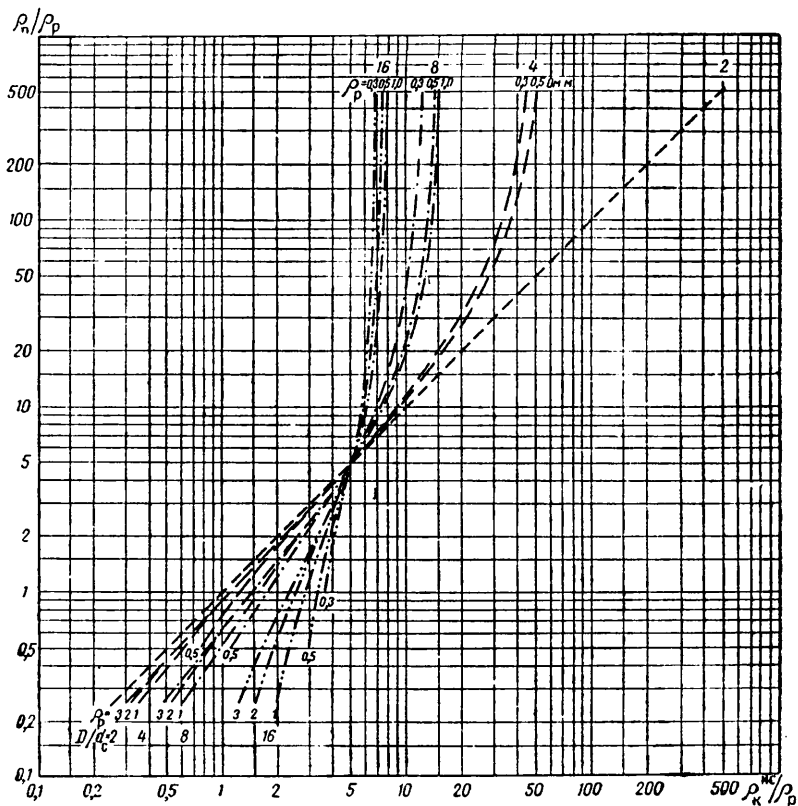
Анализируя взаимное расположение построенных кривых, устанавливаем, что они пересекаются, следовательно, величина $\rho_{зп}/\rho_p$ выбрана правильно. По точке пересечения определяем диаметр зоны проникновения и удельное сопротивление пласта.

Результат интерпретации данного пласта: $\rho_{зп}/\rho_p = 20$, $D/d_c = 4$, $\rho_p = 4$ Ом·м, что согласуется с данными обработки БКЗ (см. рис. 72, б).



Определение удельного сопротивления пород по диаграммам индукционного каротажа

При отсутствии проникновения раствора в пласт либо при небольшом влиянии зоны проникновения определение удельного сопротивления пласта ρ_n по одному зонду индукционного каротажа сводится к внесению в отсчитанную по диаграмме величину ρ_k поправок за влияние скважины и ограниченную мощность пласта с помощью специальных палеток (см. рис. 63 и 64).



Каждая из палеток состоит из двух частей: нижней левой, соответствующей случаю повышающего проникновения ($\rho_n < \rho_{зп}$) и верхней правой, соответствующей случаю понижающего проникновения ($\rho_n > \rho_{зп}$). Все кривые пересекаются в одной точке, соответствующей однородной среде ($\rho_n/\rho_p = \rho_{к}^{нс}/\rho_p = \rho_{зп}/\rho_p$)

На рис. 73 приведена одна из трехслойных палеток для зонда 6Ф1 для $d_c = 0,2$ м; $\rho_{зп}/\rho_p = 5$.

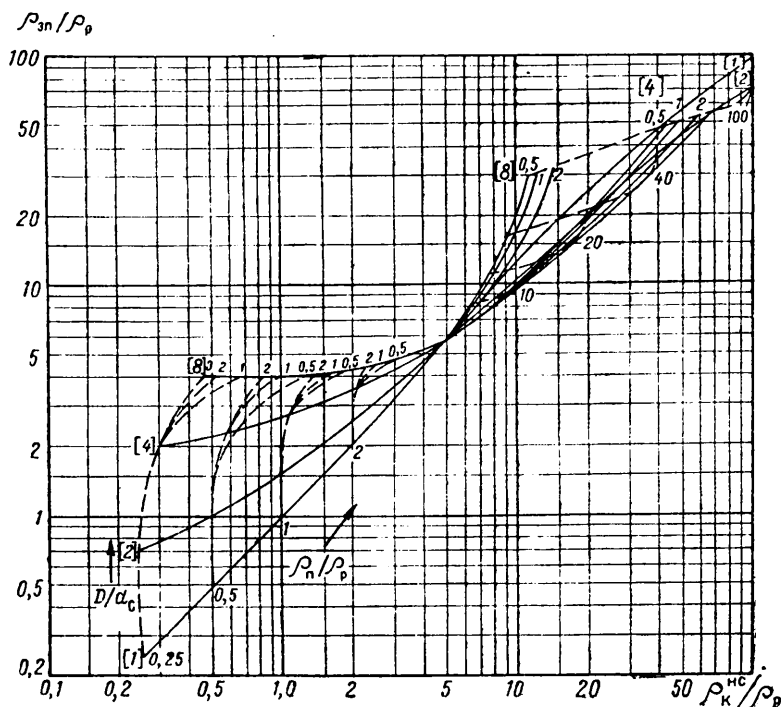


Рис. 74. Комплексная палетка для интерпретации результатов измерений зондом 6Ф1 и потенциал-зондом с $AM = 0,5$ м. $d_c = 0,2$ м; $\rho_{зп}/\rho_p = 5$; $\rho_p = 0,5; 1; 2; 3$ Ом·м

Как следует из приведенного семейства кривых, влияние неглубокого проникновения ($D/d_c \leq 4$) на результаты индукционного каротажа невелико, в особенности при повышающем проникновении.

Определение удельного сопротивления пласта при помощи трехслойных палеток индукционного каротажа производится в комплексе с другими электрическими методами сопротивления. Это вызвано необходимостью предварительного определения параметров зоны проникновения D/d_c и $\rho_{зп}/\rho_p$ для выбора соответствующей палетки. Определив кажущееся сопротивление по кривой индукционного каротажа, исправленное за влияние скважины и ограниченной мощности пласта, находят обычным способом по ординате отношение ρ_n/ρ_p .

Оценка удельного сопротивления пласта и диаметра зоны проникновения возможна также по кажущимся удельным сопротивлениям двух типов зондов: индукционного каротажа и бокового или индукционного и малого градиент-или потенциал-зонда.

Для этой цели используются комплексные палетки, устанавливающие приближенную связь между кажущимися удельными сопротивлениями для соответствующих зондов и удельным сопротивлением пластов при различных параметрах скважины и зоны проникновения.

На рис. 74 показан пример одной из таких палеток для оценки удельного сопротивления по показаниям зонда индукционного каротажа 6Ф1 и потенциал-зонда $AM = 0,5$ м. На палетке сплошные линии соответствуют постоянным значениям относительного диаметра зоны проникновения ($D/d_c = 1; 2; 4; 8$), пунктирные — постоянным значениям ($\rho_{\text{п}}/\rho_p = 0,25; 0,5; 1; 2; 5; 10; 20; 40; 100$). Левая часть палетки ($\rho_{\text{к}}^{\text{н}}/\rho_p < \rho_{\text{зп}}/\rho_p$) соответствует повышающему проникновению фильтрата бурового раствора, правая — понижающему.

Использование комплексных палеток производится следующим образом. По кривой зонда малого радиуса исследования вышеописанным способом оценивается значение $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$, которое используется для выбора нужной палетки. Величины $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$ и $\rho_{\text{к}}^{\text{н}}/\rho_p$, исправленные за влияние скважины и ограниченной мощности пласта, вводятся в палетку, и по соответствующим координатам определяются величины $\rho_{\text{п}}/\rho_p$ и D/d_c .

При выборе дополнительных к индукционному каротажу зондов учитывается возможная глубина проникновения раствора. При малых глубинах проникновения ($D = 2 \div 5d_c$) лучшие результаты могут быть получены при применении градиент- или потенциал зондов малой длины. С увеличением глубины исследования глубинность дополнительных зондов должна также возрастать. Если глубина исследования превышает $8d_c$, в качестве дополнительных зондов рекомендуется применять зонды бокового каротажа или зонды индукционного каротажа, но меньших, сравнительно с основными, размеров.

Определение удельного сопротивления пород по диаграммам различных зондов

Оценка удельного сопротивления пород по диаграммам различных зондов возможна по величинам кажущихся сопротивлений, измеренных зондами различного типа (обычными, бокового и индукционного каротажа). На первом этапе 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 величины соответствуют истинным удельным сопротивлениям пласта. Если же удельные сопротивления, определенные различными зондами, отличаются друг от друга, то это указывает на наличие зоны проникновения. В этом случае раздельно 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 исследований — для определения удельного сопротивления неизменной части пласта.

Определение удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ и неизменной части пласта $\rho_{\text{п}}$ проводят следующим образом.

1. По величинам кажущихся сопротивлений, зарегистрированных зондами малого радиуса исследований (градиент-зондами $AO/d_c = 2 \div 5$ или потенциал-зондами $AM/d_c = 1 \div 3$) приблизительно определяют удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ (см. рис. 71).

2. По величинам кажущихся сопротивлений, зарегистрированных зондами большего радиуса исследований, определяют приближенные значения удельного сопротивления неизменной части пласта ρ_n . Определение величины ρ_n производят для ряда заданных значений относительного диаметра зоны проникновения $D/d_c = 1; 2; 4$ и более и приближенного значения удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$. Полученные таким образом величины удельного сопротивления обычно отличаются от действительного значения ρ_n и являются условными. Условные значения сопротивлений, определенные большими зондами различной длины, будут равны удельному сопротивлению пласта в его неизменной части ρ_n 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 . Пользуясь этими величинами, определяют более точно удельное сопротивление зоны проникновения — второе его приближение. Полученные данные, в свою очередь, могут лечь в основу более точного определения величин ρ_n и D/d_c . Процесс продолжается до тех пор, пока происходит 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.

Рассматриваемый универсальный способ определения удельного сопротивления может быть применен в двух вариантах — графическом и табличном. Для использования графического метода составлены сводные палетки, которые предназначены для определения удельного сопротивления пластов по диаграммам зондов индукционного каротажа, трехэлектродного бокового каротажа АБК-3 и градиент-зондов длиной 1 и 2,2 м.

На каждой палетке содержится пять групп кривых зависимости ρ_k/ρ_p от ρ_n/ρ_p , соответствующих пяти зондам.

Для каждого зонда имеется пять кривых, соответствующих значениям диаметра зоны проникновения $D = 1; 2; 4; 8; 16d_c$, а для зондов индукционного каротажа при $D/d_c = 8$ и 16 дано по три кривых, соответствующих $\rho_p = 0,5; 1; 2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Палетки составлены для различных значений диаметра скважины и разных значений $\rho_{зп}/\rho_p$. Пример одной из палеток приведен на рис. 75. Шкалы кривых и их взаимное расположение на всех палетках одинаковы, а шкала ρ_n/ρ_p является общей для различных зондов.

Определение удельного сопротивления неизменной части пласта при помощи таких палеток проводится в следующем порядке.

а. Определяют отношение $\rho_{зп}/\rho_p$ при помощи палетки $\rho_{зп}$ (см. рис. 71) и выбирают соответствующую сводную палетку с учетом диаметра скважины.

б. Выбранную палетку совмещают с прозрачным бланком, на котором проводят линии, соответствующие шкале ρ_n/ρ_p и перпендикулярные ей. На линии наносят значения отношений кажущихся сопротивлений исследуемого пласта к сопротивлению раствора $\rho_{к1}/\rho_p; \rho_{к2}/\rho_p; \dots$ для различных зондов. Перемещая бланк при совмещенных шкалах ρ_n/ρ_p , добиваются, чтобы все точки на горизонтальной линии расположились на кривых одинакового значения D/d_c , и по шкале ρ_n/ρ_p отсчитывают значение удельного сопротивления пласта ρ_n . Полученные значения D/d_c и ρ_n/ρ_p являются приближенными и служат для корректирования $\rho_{зп}/\rho_p$ и последующего уточнения величин ρ_n/ρ_p и D/d_c .

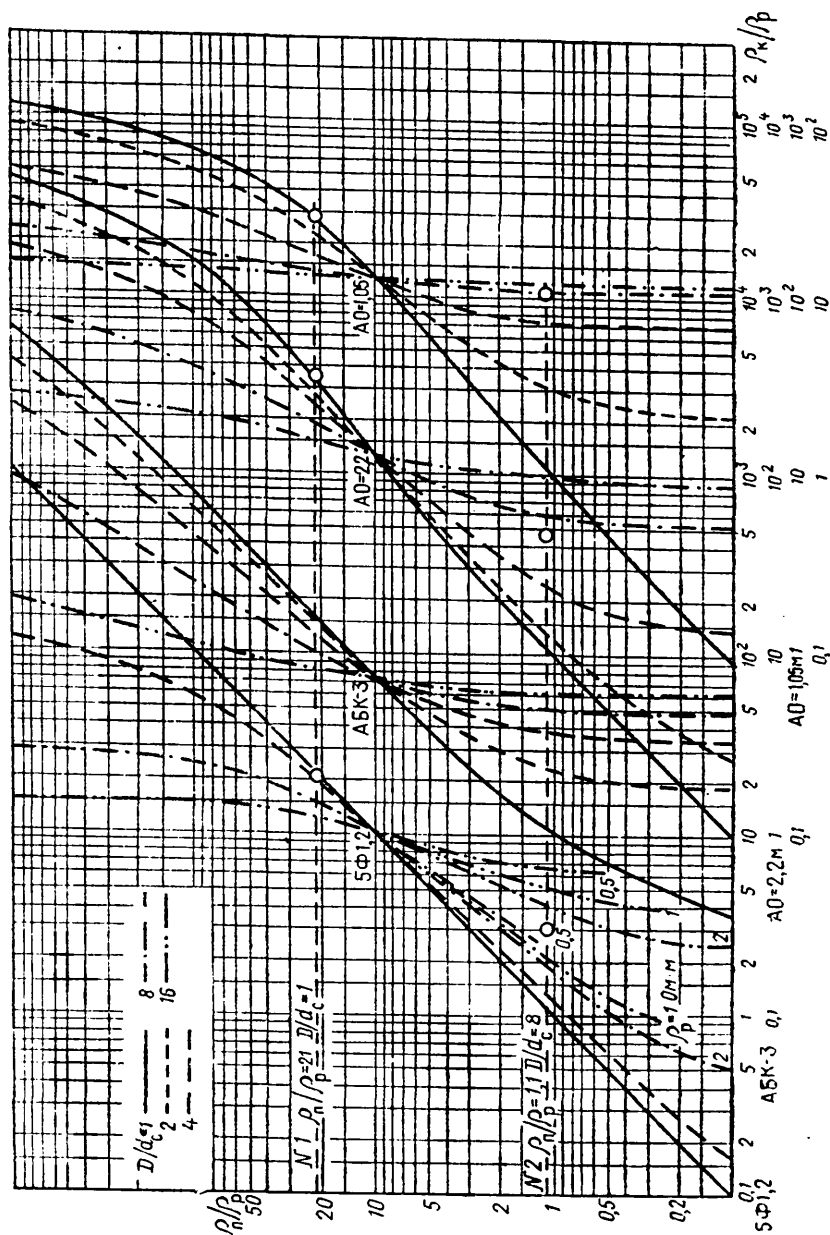


Рис. 75. Сводная палетка. Зонды 5Ф1,2; АВК-3; А0=1,05 м; А0=2,2 м; А0=10 м; $\rho_n/\rho = 10$. № 1 и 2 — разобранные примеры

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

Использование сводной палетки для интерпретации кривых сопротивления поясним на примерах.

Пример 1. Пласт залегает в интервале 2445—2470 м, $\rho_p = 0,60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $d_c = 0,25 \text{ м}$ (рис. 76).

Величины кажущихся сопротивлений и проводимости, полученные разными зондами, следующие: N0,1M0,5A — 8 Ом·м; N0,1M1A — 17 Ом·м; N0,25M2,25A — 20 Ом·м; 5Ф1,2 — 64 мСм/м.

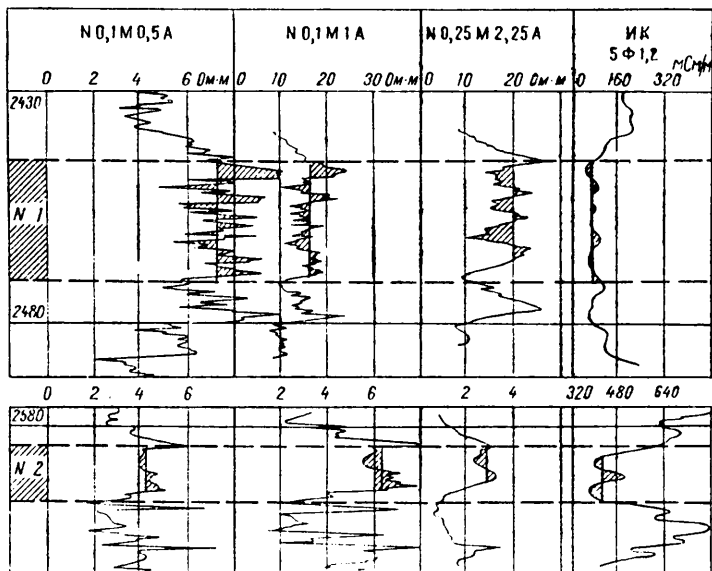


Рис. 76. Пример интерпретации кривых сопротивлений для двух пластов с использованием сводной палетки; $d_c = 0,25 \text{ м}$. № 1 и 2 — разобранные примеры

1. Переходим от величины кажущейся электропроводности, полученной на кривой индукционного каротажа, к значениям кажущегося сопротивления и исправляем за влияние скважины при помощи палетки (см. рис. 63): $\rho_k = 15,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ — $\rho_k^{nc} = 12 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

2. Определяем отношение ρ_k/ρ_p для всех зондов: $\rho_k^{0,55}/\rho_p = 13,2$; $\rho_k^{0,6}/\rho_p = 28,4$; $\rho_k^{0,4}/\rho_p = 33$; $\rho_k^{0,8}/\rho_p = 20$.

3. Для выбора сводной палетки необходимо располагать параметрами $\rho_{3п}/\rho_p$ и d_c . Первый параметр находим по отношению $\rho_k^{0,55}/\rho_p$, и после исправления палеткой $\rho_{3п}$ для градиент-зонда оцениваем $\rho_{3п}/\rho_p \approx 15$. На ближайшую по параметрам сводную палетку ($\rho_{3п}/\rho_p = 10$; $d_c = 0,25$) накладываем лист кальки и проводим на нем вертикальную и горизонтальную линии, соответствующие осям палетки. На горизонтальной оси бланка, пользуясь шкалами палетки, наносим точки, соответствующие рассчитанным для каждого из зондов значениям ρ_k/ρ_p и рисуем окружности с центром в указанных точках и радиусами $0,1\rho_k^{0,6}/\rho_p$.

4. Двигая бланк вверх так, чтобы вертикальные оси на кальке (бланке) и палетке совпадали, сопоставляем нанесенные на нем 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 бланк точек со сплошными кривыми совмещаем точку, соответствующую градиент-зонду с $AO = 1,05$ со сплошной кривой палетки для этого зонда и по положению остальных точек судим о характере проникновения. Отклонение точек влево от сплошных линий указывает на повышающее проникновение, вправо — на понижающее.

Как видно из рис. 75, в рассматриваемом примере, согласно положению, указанному горизонтальной пунктирной линией, все точки совпадают со сплошными линиями, что свидетельствует об отсутствии здесь проникновения раствора в пласт.

5. Проведя горизонтальную линию через найденные точки, отсчитываем на вертикальной оси палетки значение $\rho_n/\rho_p = 21$ или $\rho_n = 12,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

По данным обработки БКЗ, удельное сопротивление данного пласта $\rho_n = 13 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Пример 2. Пласт в этой же скважине залегает в интервале 2585—2598 м; $\rho_p = 0,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $d_c = 0,25 \text{ м}$.

Против пласта отсчитаны значения КС: N0,1M0,5A — 4,2 Ом · м; N0,1M1A — 6,4 Ом · м; N0,25M2,25 A — 2,8 Ом · м; 5Ф1,2 — 440 мСм/м.

1. Переходим от кажущейся электропроводности к кажущемуся сопротивлению: $\rho_k \approx 2,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Исправляем показания индукционного каротажа за влияние скважины с помощью палетки, изображенной на рис. 63: $\rho^{nc} \approx 1,9 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Вычисляем отношение ρ_k/ρ_p для всех зондов: $\rho_k^{0,55}/\rho_p = 7,0$; $\rho_k^{0,05}/\rho_p = 10,7$; $\rho_k^{2,4}/\rho_p = 4,7$; $\rho_k^{nc}/\rho_p = 3,0$.

3. Согласно отношению $\rho_k^{0,55}/\rho_p$ и палетке $\rho_{3п}$ (см. рис. 71), находим параметр $\rho_{3п}/\rho_p = 7,5$. Следовательно, ближайшая по параметрам сводная палетка остается той же ($\rho_{3п}/\rho_p = 10$; $d_c = 0,25$).

4. Накладываем на выбранную палетку прозрачный бланк, на который наносим вертикальную ось и горизонтальную со значениями ρ_n/ρ_p .

5. Перемещаем бланк вверх так, чтобы совпали вертикальные оси палетки и бланка. Первоначально сопоставляем нанесенные точки со сплошными кривыми палетки. Выясняем, что точки на соответствующие сплошные кривые не ложатся, что свидетельствует о наличии в этом пласте проникновения раствора. Совмещаем точки зонда АО = 1,05 со сплошной линией палетки и убеждаемся в наличии здесь повышающего проникновения. При дальнейшем совмещении находим, что в положении пунктирной линии (см. пример 2, рис. 75) точки совмещаются с кривыми $D/d_c = 8$ в пределах допускаемой точности.

6. По пересечению горизонтальной линии с вертикальной осью определяем $\rho_n/\rho_p = 1,1$. Отсюда $\rho_n = 0,66 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Окончательные результаты интерпретации кривых сопротивлений выражаются следующими данными: $\rho_n = 0,66 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{3п}/\rho_p = 10$; $D/d_c = 8$, что в основном согласуется с результатами обработки данных БКЗ: $\rho_n = 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{3п}/\rho_p = 10$; $D/d_c = 8$.

Глава II

РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (сокращенно РК). В нефтяной промышленности в настоящее время широко распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного гамма-излучения горных пород; гамма-гамма-каротаж и нейтронный каротаж, основанные на изучении эффекта взаимодействия источников соответственно гамма-излучения и нейтронов с горной породой.

Гамма-излучение обладает высокой проникающей способностью, поэтому большинство радиоактивных методов применимо для исследования как обсаженных, так и необсаженных скважин. В этом большое достоинство методов РК.

§ 6. ГАММА-КАРОТАЖ (ГК)

Гамма-каротаж заключается в измерении интенсивности естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины.

Гамма-излучение, измеряемое при гамма-каротаже, помимо естественного гамма-излучения, включает и так называемое фоновое излучение (сокращенно — фон). Фоновое излу-

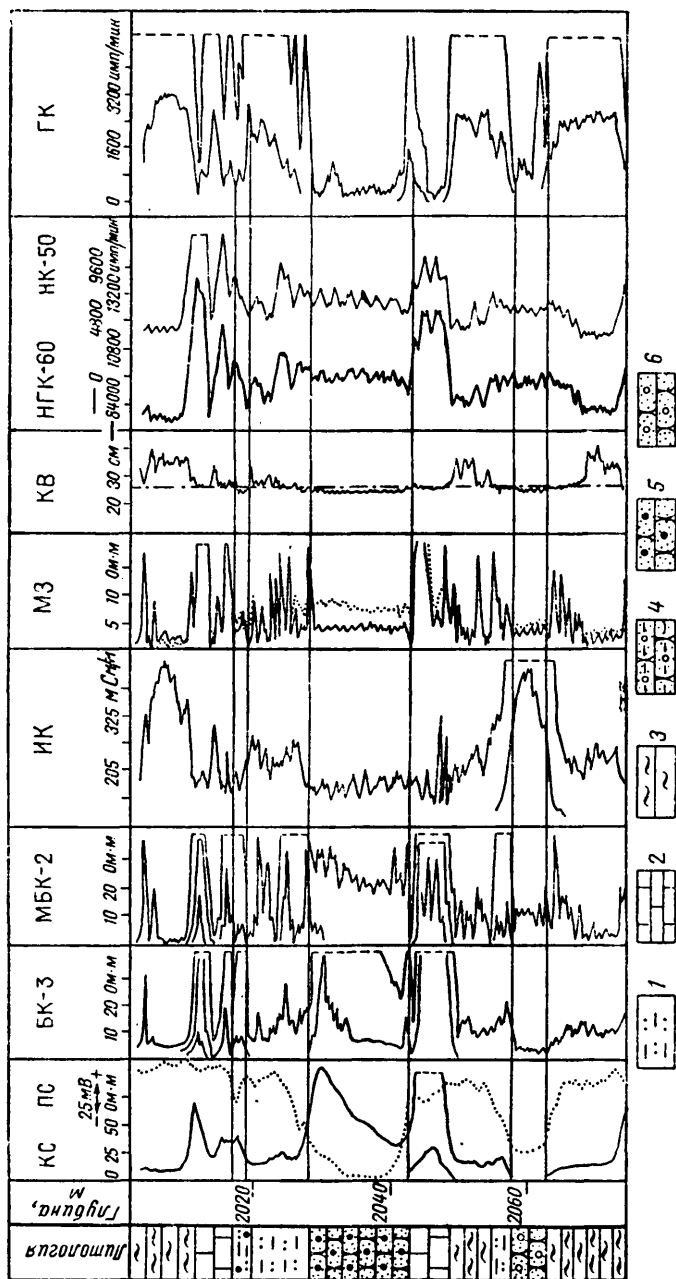


Рис. 78. Пример кривых электрического и радиоактивного каротажа. $\rho_p = 1,2$ Ом-м, $t = 20^\circ \text{C}$, зонд М2,5А0,5В.
 1 — глина; 2 — известняк; 3 — аргиллит; 4 — глинистый песчаник; 5 — песчаник водоносный; 6 — песчаник газонасыщенный.

радиоактивных изотопов калия $^{40}_{19}\text{K}$ (в природной смеси изотопов калия его содержится 0,012%).

В общем случае показания гамма-каротажа приблизительно пропорциональны гамма-активности пород. Однако при одинаковой гамма-активности породы с большой плотностью отмечаются меньшими величинами на кривой ГК из-за более интенсивного поглощения ими гамма-лучей.

По величине естественной радиоактивности осадочные горные породы можно разделить на следующие три группы.

1. Породы высокой радиоактивности. К ним относятся глубоководные глинистые осадки — глобигериновые и радиоляриевые илы, черные битуминозные глины, аргиллиты и глинистые сланцы, калийные соли. Концентрация радиоактивных элементов в этих породах может достигать $6 \div 80 \cdot 10^{-12}$ г-экв Ra на 1 г породы.

2. Породы средней радиоактивности. К этим породам относятся неглубоководные и континентальные глины, глинистые песчаники, мергели, глинистые известняки и глинистые доломиты. Радиоактивность этих отложений возрастает с увеличением содержания в них тонкодисперсного материала. Концентрация радиоактивных элементов в этих породах изменяется от $5 \cdot 10^{-12}$ до $30 \cdot 10^{-12}$ г-экв Ra на 1 г породы.

3. Породы низкой радиоактивности. К этой группе относятся следующие породы: ангидриты, гипсы, пески, песчаники, известняки, доломиты, подавляющее большинство каменных углей.

Из многочисленных данных измерения радиоактивности осадочных пород следует, что увеличение содержания в породе глинистых или илистых частиц приводит к повышению радиоактивности. В некоторых случаях повышение радиоактивности горных пород связано с содержанием в них монацитовых и карнотитовых песков, скоплений уранованадиевых минералов и др. Радиоактивные элементы приурочены иногда к тяжелым минералам песков и песчаников.

Увеличение радиоактивности отдельных участков неглинистых пластов зафиксировано по кривой ГК на глубинах 2062—2063, 2043—2041 м (см. рис. 78).

Повышение радиоактивности глинистых пород объясняется их высокой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов; длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего повышение содержания урана и тория в осадке; повышенным содержанием калия (в глинах количество калия возрастает благодаря селективной сорбции ионов калия глинами); повышенным содержанием органических остатков в глинах (согласно А. Е. Ферсману, содержание радия, а следовательно, и радиоактивность животных и растительных организмов во много раз превышают содержание радия в окружающей среде). Это подтверждается появлением максимумов на кривой гамма-каротажа против темных битуминозных сланцев и пластов глин, богатых органическими и, в частности, рыбными остатками. Известна также способность тяжелых окисленных нефтей, в том числе и асфальтоподобных органических веществ, обогащаться ураном, извлекая его из подземных вод. Легкие нефти и угли этой способностью не обладают.

Накоплению радиоактивных элементов в битуминозных тонкодисперсных отложениях способствует также богатство этой среды коллоидными осадками (включая органические коллоиды), адсорбирующими многовалентные ионы урана, тория и актиноурана.

На основании многочисленных радиохимических исследований установлено, что: а) вариации величины радиоактивности морских осадков определяются главным образом содержанием в них урановых соединений; б) наиболее

интенсивная адсорбция урана коллоидными частицами происходит, когда концентрация водородных ионов (рН) раствора меньше 7,5, а окислительно-восстановительный потенциал (еН) меньше 0,1 в; при этих условиях уран океанического вида восстанавливается с шестивалентного до четырехвалентного и переходит в донные осадки.

Этим условиям отвечают сероводородная (сульфидная) и сульфидно-сидеритовая геохимические фации. Следовательно, на величину естественной радиоактивности горных пород существенное влияние оказывают и физико-химические условия накопления осадков.

Интенсивность радиоактивного излучения горных пород зависит также и от степени радиоактивности вод, насыщающих пласты. Радиоактивность природных вод определяется содержанием в водах эманации радия, тория — радона и торона и колеблется от $2 \cdot 10^{-10}$ до $4 \cdot 10^{-15}$ г-экв Ra/л.

Наибольшей радиоактивностью обладают высокоминерализованные глубинные хлоркальциевые воды (от 10^{-9} до 10^{-11} г-экв Ra/л). Это объясняется тем, что хлоркальциевый состав воды благоприятствует выщелачиванию радия и его изотопов из породы. Минимальной естественной радиоактивностью обладают пресные питьевые воды поверхности ($5 \cdot 10^{-13}$ г-экв Ra/л).

Кислородные (атмосферные) воды, поступаая из области инфильтрации в направлении глубокого погружения, встречаясь с окисленной нефтью, сероводородом и повышенными концентрациями свободной углекислоты, обогащаются углеводородами, сероводородом и повышают свою минерализацию. При этом окислительно-восстановительный потенциал еН резко снижается до отрицательных величин, что вызывает осаждение урана даже при малом его содержании в воде.

Влияние скважин на показания гамма-каротажа (ГК)

Показания гамма-каротажа являются функцией не только радиоактивности и плотности пород, но и условий измерений в скважине (диаметр скважины, удельный вес бурового раствора и др.).

Влияние скважины на показания ГК проявляется в повышении интенсивности гамма-излучения за счет естественной радиоактивности колонн, бурового раствора и цемента и в ослаблении гамма-излучения горных пород вследствие поглощения их колонной, буровым раствором и цементом. В связи с преобладающим значением второго процесса влияние скважины сказывается главным образом в поглощении гамма-излучения горных пород. Это приводит к тому, что при выходе глубинного снаряда из раствора наблюдается увеличение интенсивности естественного гамма-излучения. При переходе глубинного прибора из необсаженной части скважины в обсаженную отмечается уменьшение интенсивности естественных гамма-излучений, что приводит к смещению кривых и уменьшению дифференцированности диаграммы.

На рис. 79 изображены две кривые ГК, которые показывают, что интенсивность естественных гамма-излучений после спуска колонны уменьшилась. Наиболее заметное уменьшение интенсивности гамма-излучения произошло против пластов с повышенной естественной гамма-активностью. В пластах с низкой естественной радиоактивностью изменение абсолютных величин ГК мало заметно.

Такое же явление наблюдается при переходе установки из одноколонной скважины в двухколонную или при пересечении участка скважины, крепленного колонной и фильтром. При многоколонной конструкции скважины наблюдается значительное ослабление дифференциации кривых гамма-каротажа.

Увеличение диаметра скважины в пластах, естественная радиоактивность которых больше радиоактивности бурового раствора (обычно глинистые породы), сопровождается уменьшением показаний на кривой гамма-каротажа¹.

Центрированное кольцо в большинстве случаев приводит также к уменьшению регистрируемых значений гамма-излучения.

При количественной интерпретации данных гамма-каротажа для определения гамма-активности пласта показания гамма-каротажа в мкР/ч приводятся к стандартным условиям.

На рис. 80 приведена номограмма для пересчета показаний к условиям: необсаженной скважины; средней толщине слоя бурового раствора, окружающего прибор, $\Delta r = 8,1$ см; плотности бурового раствора $1,2 \cdot 10^3$ кг/м³ и эксцентриситета $\varepsilon = 2\Delta r/(d_c - d_n) = 1$, где d_n — диаметр прибора, Δr — смещение оси прибора относительно оси скважины.

Пример. Диаметр скважины 29,5 см, плотность бурового раствора $1,2 \cdot 10^3$ кг/м³; наружный диаметр зацементированной колонны 16,8 см, толщина стенки $\Delta k = 1$ см; диаметр прибора $d_n = 10,2$ см.

Результаты расчета: $\Delta r = 0,5$ ($16,8 - 2 \Delta k - 10,2$) = 2,3 см; $\varepsilon = 2(16,8 - 2\Delta k - 10,2)/(29,6 - 10,2) = 0,24$; $\Delta c = 0,5$ ($29,5 - 16,8$) = 6,4 см. Согласно расчетам, поправочный коэффициент для приведения показаний гамма-каротажа к стандартным условиям: $I_n = 2,3 I$.

Для качественной оценки интенсивности естественного гамма-излучения пластов по замерам в нескольких скважинах, а также для исключения влияния условий измерений часто пользуются относительной величиной естественной гамма-активности

$$i_\gamma = (I - I_{\min}) / (I_{\max} - I_{\min}), \quad (92)$$

где I , $I_{\min}$ и $I_{\max}$ — соответственно показания против исследуемого пласта, минимальные и максимальные показания на гамма-каротажной кривой в исследуемом интервале скважины.

При отсутствии в разрезе радиоактивных минералов величина i_γ в песчано-глинистом разрезе зависит от объемной глинистости коллектора $C_{г\text{л}}$. Однако наличие в разрезе чистых глин — явление обычно редкое. Поэтому, рассчитывая $C_{г\text{л}}$ по формуле (92), допускают систематическую ошибку в сторону завышения глинистости. Во избежание этого рекомендуют среднюю глинистость $C_{г\text{л. ср}}$ определять по кернам и объемную глинистость коллектора вычислять по формуле

$$C_{г\text{л}} = i_\gamma C_{г\text{л. ср}}. \quad (93)$$

¹ Условно считают, что эффективный радиус действия установки гамма-каротажа (радиус сферы, из которой исходит 90% излучений, воспринимаемых индикатором) соответствует приблизительно 30 см; излучение от более удаленных участков породы поглощается, не достигнув индикатора.

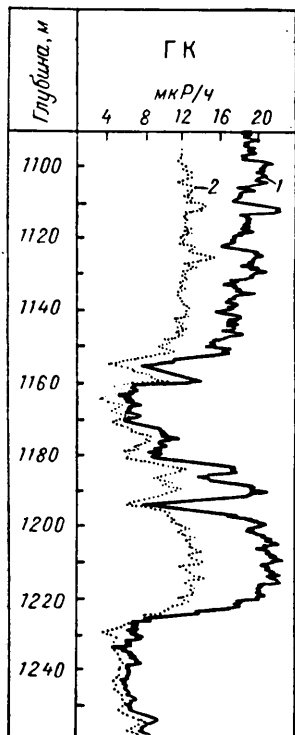
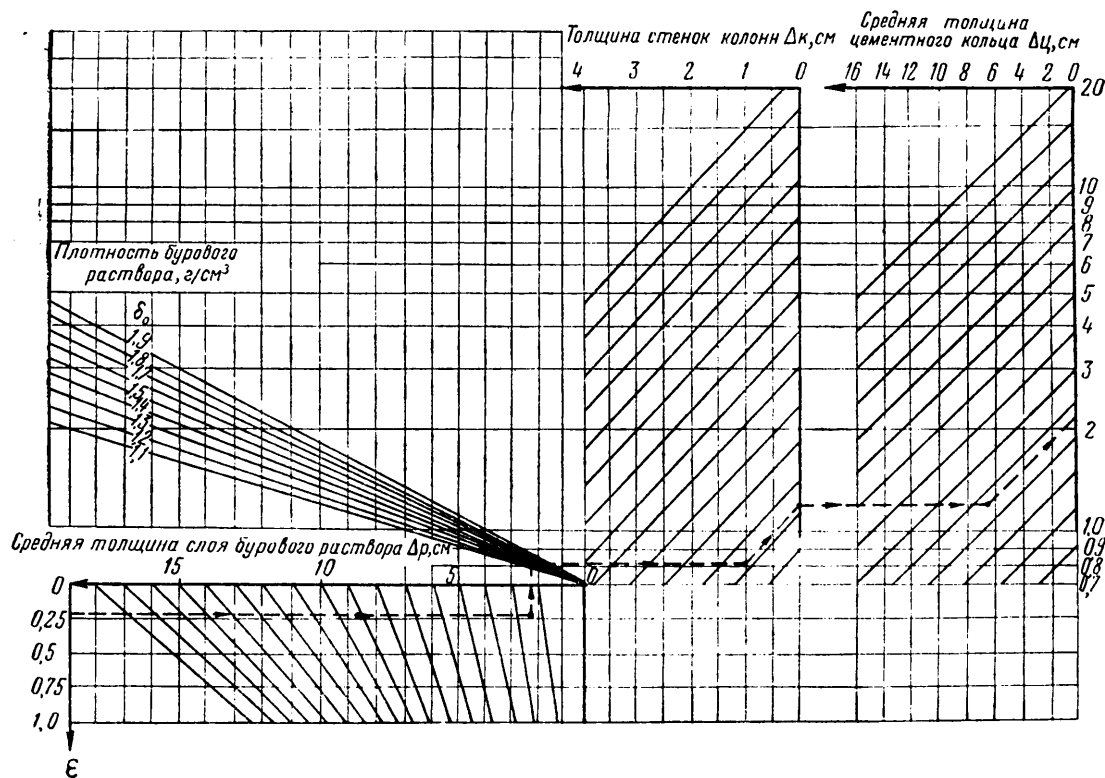


Рис. 79. Диаграммы ГК в скважине.

1 — до спуска обсадной колонны; 2 — после спуска обсадной колонны

При отсутствии керновых данных величину $C_{\text{гл. ср}}$ принимают равной 0,7 (так как глинистость в подавляющем числе глинистых пластов изменяется в пределах 0,6—0,8). Соответственно объемная глинистость коллектора

$$C_{\text{гл}} = 0,7i_{\gamma}. \quad (94)$$



Интенсивность излучений при неизменных условиях претерпевает непрерывное изменение, колеблясь около некоторой средней величины. Это явление носит название статистической флуктуации (или просто флуктуации).

Из-за статистических флуктуаций на кривой радиоактивного каротажа получаются отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов (погрешности измерений). Погрешность от флуктуации тем больше, чем меньше количество импульсов в единицу времени (скорость счета). Скорость счета в секунду за длительный период времени наблюдения практически постоянна. Время для получения точных средних величин обычно равняется нескольким секундам.

Чтобы осреднить статистические флуктуации, в измерительных схемах используется интегрирующая ячейка, включающая конденсатор и сопротивление. Различные постоянные времени выбираются в соответствии с измеряемым уровнем радиоактивности.

Интегрирующая ячейка приводит к некоторому замедлению в регистрации. Чтобы избежать существенные искажения кривой, скорость регистрации выбирается таким образом, чтобы индикатор в течение выбранной постоянной времени передвигался не больше чем на 30 см. При постоянном времени 2 с скорость регистрации равна 600 м/ч [15].

Применение гамма-каротажа

Кривые гамма-каротажа можно зарегистрировать совместно с кривыми других методов: радиоактивным (пейтронным, гамма-гамма-каротажем), акустическим, индукционным, боковым каротажем и др. Прибор для регистрации ГК может быть совмещен со стреляющим перфоратором и локатором муфт).

Гамма-каротаж находит широкое применение для изучения литологии пластов, выделения глинистых пород в разрезе и при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной. В скважинах, заполненных соленым раствором, когда кривая ПС является слабо дифференцированной, а также в пустых необсаженных скважинах выделение глинистых пластов производится главным образом по кривой гамма-каротажа. Гамма-каротаж характеризует глинистость пород и в некоторых районах используется для количественного определения глинистости. Он применяется при работе с радиоактивными изотопами. Одновременная запись гамма-каротажа и локатора муфт позволяет установить стреляющий перфоратор в нужном интервале скважины с высокой точностью. Гамма-каротаж применяется для выявления радиоактивных и нерадиоактивных руд: калиевых или урановых руд; нерадиоактивных мипералов, включая угольные пласты.

§ 7. ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ (ГГК)

В основе гамма-гамма-каротажа лежит измерение интенсивности гамма-излучения, рассеянного породами в процессе их облучения источником гамма-квантов. Результатом ГГК является кривая изменения рассеянного гамма-излучения с глубиной (см. § 18, рис. 110).

В результате взаимодействия гамма-кванта с веществом наблюдаются следующие основные процессы: рассеяние гамма-кванта (эффект Комптона) и поглощение гамма-кванта (фотоэлектрический эффект).

Рассеяние заключается во взаимодействии гамма-кванта с электроном, которое сопровождается передачей части энергии гамма-кванта электрону

и превращением в квант меньшей энергии. Этот процесс является преобладающим при энергии гамма-квант $(0,5 \div 4,7) \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж; вероятность рассеяния пропорциональна числу электронов на пути пучка гамма-квант и убывает с увеличением их энергии.

При фотоэлектрическом эффекте гамма-квант вырывает электрон из электронной оболочки атома, передавая ему всю свою энергию. Фотоэлектрический эффект существен при энергиях гамма-квант менее $0,5 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж, его вероятность обратно пропорциональна энергии гамма-кванта (в третьей — пятой степени) и резко возрастает (приблизительно в четвертой степени) с увеличением заряда ядер атомов поглощающего вещества.

Гамма-квант, испускаемый источником, испытывает ряд рассеяний, снижает свою энергию и поглощается в результате фотоэлектрического эффекта. С удалением от источника происходит быстрое снижение величины рассеянного гамма-излучения (число гамма-квант в единице объема); степень снижения зависит от способности среды рассеивать и поглощать гамма-кванты.

Для производства гамма-гамма-каротажа используют установку, состоящую из источника гамма-излучения и расположенного на некотором расстоянии от него индикатора этого излучения (см. рис. 77). Экран, отделяющий источник от индикатора, уменьшает действие прямого излучения источника на индикатор. В качестве источника гамма-излучений используют чаще всего препарат радиоактивного кобальта (^{60}Co). Для исключения помех, связанных с фоном и естественными излучениями, источник выбирается достаточно большой мощности ($2\text{—}10$ мг-экв Ra). Результаты измерений выражаются в импульсах в минуту или в условных единицах. За условную единицу принимаются показания в воде (среде, плотность которой равна единице). Цена условной единицы получается по результатам измерений в баке с водой, она равна разнице показаний при измерении в воде с источником и без него.

При записи кривой ГГК глубинный прибор перемещают вдоль скважины и регистрируют индикатором рассеянное гамма-излучение. Интенсивность рассеяния гамма-излучения зависит от плотности и элементарного состава горных пород, диаметра скважины, заполненной буровым раствором, энергии источника гамма-лучей и расстояния между источником и индикатором.

Для уменьшения влияния скважины широко применяют глубинные приборы с прижимными устройствами, снабженные свинцовыми экранами для защиты индикатора от рассеянного гамма-излучения бурового раствора. При этом влияние раствора уменьшается и кривые ГГК оказываются более дифференцированными.

Длина зондов при гамма-гамма-каротаже (расстояние от источника до середины индикатора) принимается равной $30\text{—}50$ см. Для учета влияния скважины на интенсивность рассеяния гамма-лучей необходимо располагать данными о величине диаметра скважины, определяемой каленомером.

В методе рассеянного гамма-излучения (ГГК) различают две его модификации: плотностную и селективную.

В п л о т н о с т н о й м о д и ф и к а ц и и (ГГК-II) в качестве источника используют изотоп ^{60}Co , испускающий гамма-кванты сравнительно большой энергии $(1,33 \div 1,17) \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж. Индикатор гамма-излучения заключен в стальную гильзу, поглощающую легкую компоненту (от $200 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-16}$ Дж и менее), которая не достигает индикатора. В этом случае величина измеряемого гамма-излучения определяется в основном электронной плотностью среды, окружающей прибор, и не зависит от изменений ее вещественного состава. В единице объема вещества количество электронов составляет $N_e = zN\delta/A$, где z — заряд ядра; A — атомный вес; N — число Авогадро; δ — плотность вещества.

Для элементов, составляющих горные породы, отношение z/A ($z < 30$) является достаточно постоянным и практически равно $0,5$. Соответственно с этим число электронов в единице объема пропорционально плотности среды. следовательно, показания ГГК отражают плотность пород и мало зависят

от состава среды. При применяемых на практике расстояниях между источником и индикатором против пластов, представленных плотными породами, на диаграмме ГГК будет минимум, против пластов небольшой плотности — максимум.

Между плотностью горных пород и интенсивностью рассеянного гамма-излучения существует обратная зависимость: чем больше плотность, тем больше рассеяние и тем меньше регистрируемое гамма-излучение. На кривой ГГК-II минимальные значения соответствуют плотным породам: ангидритам, крепким доломитам и известнякам; максимумами выделяются наименее плотные породы: гипсы, глины, каменная соль, высокопористые разности известняков, песчаников и доломитов. Средними или пониженными значениями отмечаются глинистые известняки и песчаники.

Если учесть данные, характеризующие условия измерений в скважине и эффективность регистрации применяемой аппаратуры, то возникает возможность перехода от показаний ГГК-II к плотности пород δ_n , а от плотности к пористости k_n :

$$\delta_n = (1 - k_n) \delta_m + k_n \delta_j, \quad (95)$$

где δ_m — средняя плотность минералов, составляющих породу; δ_j — плотность жидкости, заполняющей поровое пространство породы.

Решая (93) относительно k_n , имеем

$$k_n = (\delta_m - \delta_n) / (\delta_m - \delta_j). \quad (96)$$

Средняя минералогическая плотность δ_m для различных пород принимается равной (в кг/м^3): для песков, песчаников и кварцитов — $2,65 \cdot 10^3$; для известковистых песчаников или песчаных известняков — $2,68 \cdot 10^3$; для известняков — $2,7 \cdot 10^3$; для доломитов — $2,87 \cdot 10^3$.

В относительно неглубокой зоне проникновения, исследуемой ГГК (0,1 м), флюид в порах проницаемых пород представляет собой фильтрат бурового раствора. Этот фильтрат может иметь плотность от 1,0 до $1,1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ в зависимости от минерализации, температуры и давления. Если в исследуемом пласте имеются остаточные углеводороды, то их присутствие влияет на показания гамма-гамма-каротажа. Однако влияние нефти может быть незаметным, так как средняя плотность флюида может быть близка к единице. Но если имеется значительное остаточное газонасыщение, то его влияние будет снижать $\delta_{пк}$ (кажущееся значение плотности пород по ГГК), приводя к завышению пористости.

Наличие глин и глинистых сланцев в породе затрудняет интерпретацию показаний ГГК. В общем случае средние плотности для глинистых пластов и прослоев принимаются порядка $(2,2 \div 2,65) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. На небольших глубинах, где уплотнения глин небольшие, их плотность меньше. Рассеянные глины в поровом пространстве пород могут иметь меньшую плотность, чем межпластовые прослои.

Для рассеянного гамма-излучения характерно сильное поглощение, вследствие чего эффективный радиус исследования при ГГК не превышает 0,1—0,11 м. Показания ГГК существенно зависят от диаметра скважины, расстояния от стенки прибора (со стороны индикатора) до стенки скважины, толщины глинистой корки, плотности бурового раствора и других факторов. Плотность бурового раствора и глинистой корки меньше, чем породы, поэтому удаление прибора от стенки скважины приводит к увеличению показаний на кривой ГГК. Влияние скважины на показаниях ГГК сказывается в большей степени, чем на показаниях других методов радиоактивного каротажа.

Стенки скважины характеризуются обычно шероховатостями, заполненными буровым раствором и глинистой коркой. Этим вызываются повышения показаний на кривой ГГК и снижение точности определения плотности пород, несмотря на прижимное устройство прибора. Этим же объясняется ограничение ГГК при исследовании разрезов скважин, обсаженных колонной.

Минерализация бурового раствора и пластовой воды мало сказывается на показаниях ГГК.

В селективной модификации (ГГК-С) применяют источники, излучающие гамма-квант малой энергии (менее $200 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-16}$ Дж), и индикатор, помещенный в алюминиевую или плексигласовую гильзу, рассчитанный на регистрацию мягкой компоненты.

Величина регистрируемой мягкой компоненты зависит не только от плотности окружающей среды, но и от изменения ее вещественного состава. Этим обеспечивается высокая чувствительность метода к выявлению содержания элементов высоких атомных номеров (тяжелых элементов).

Затруднения в интерпретации данных плотностного и селективного гамма-гамма-каротажа возникают вследствие влияния естественного гамма-излучения и прямого (доли излучения источника, которые достигают индикатора, не испытав рассеяния в породе). Для защиты индикатора от прямого излучения используются экранами. Снижение влияния естественного гамма-излучения достигается выбором источника такой мощности, чтобы рассеянное гамма-излучение значительно превышало естественное (не менее чем в 20 раз).

При интерпретации данных плотностного и селективного гамма-гамма-каротажа следует учитывать, что на показаниях ГГК-П в некоторой мере отражается и содержание в породе тяжелых элементов, а на показаниях ГГК-С — плотность породы. Поэтому наиболее надежная интерпретация возможна при совместном использовании этих кривых.

Для контроля за изменением характера насыщенности пластов в эксплуатационной скважине очень важно располагать данными о свойствах жидкости по стволу скважины. В двухкомпонентной жидкости (нефть — вода) наибольшую информацию о содержании в стволе скважины нефти и воды можно получить по наблюдениям изменения плотности жидкости по стволу скважины.

В последнее время разработан (ВУФНИИ Геофизика) плотностномер для определения плотности жидкости по стволу скважины у границ раздела нефть — вода. Прибор содержит источник гамма-излучения и расположенный на расстоянии 0,3—0,4 м от него индикатор, регистрирующий интенсивность гамма-лучей, прошедших через слой исследуемой жидкости. Излучение источника выбрано так, чтобы свести к минимуму влияние скважины. В качестве источника гамма-излучения применен препарат тулия 170 с энергией $34 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-16}$ Дж, рабочая температура прибора до 120°C .

При определении по диаграммам гамма-плотностномера характера отдаваемой тем или иным интервалом жидкости исходят из следующего: а) если против притока, выявленного дебитометром, наблюдается повышение плотности, то поступает вода, если понижение — нефть; б) отсутствие изменения плотности свидетельствует о том, что пласт отдает ту же жидкость, которая находится в колонне против интервала исследования.

Предложенная аппаратура и методика измерений позволяют определить плотность жидкости с погрешностью $0,01 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, что соответствует примерно 4% содержания воды в нефти. Следовательно, при небольшом (до 8%) обводнении, выделение интервалов обводнения затруднительно. При поступлении

в скважину воды различной минерализации (пресная, соленая) и при многопластовой эксплуатации результаты измерений плотностномером также не всегда однозначны.

§ 8. НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ (НК)

Нейтронный каротаж основан на исследовании процессов взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Для исследования в скважину опускается глубинный прибор, содержащий источник быстрых нейтронов, и расположенный на заданном расстоянии от него индикатор (см. рис. 77). Нейтроны не имеют электрического заряда, не ионизируют среду и, следовательно, не теряют энергии при движении вследствие взаимодействия нейтронов с электрическими зарядами электронов и ядер¹. Этим объясняется высокая проникающая способность нейтронов.

Единственным фактором, влияющим на движение нейтронов, является их столкновение с ядрами атомов. Если ядро намного тяжелее нейтрона, то в результате столкновения нейтрон лишь отклонится от направления своего движения. Если же ядро, с которым сталкивается нейтрон, легкое (водород, гелий и т. д.), то оно начнет двигаться, получит за счет нейтрона определенную кинетическую энергию, а нейтрон не только отклонится от направления, но и замедлится.

Нейтроны, возникающие в результате ядерных превращений, обладают значительной энергией, достигающей $(3 \div 4) \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж и большой скоростью — до $3 \cdot 10^7$ м/с; такие нейтроны называются быстрыми.

Наблюдаются следующие виды взаимодействия нейтронов с ядрами атомов.

1. Упругое рассеяние — столкновение нейтрона с ядром, что ведет к перераспределению кинетической энергии между нейтроном и ядром (часть энергии нейтрона передается ядру), и происходит отклонение нейтрона от первоначального положения.

2. Неупругое рассеяние — столкновение нейтрона с ядром атома, при котором большая часть кинетической энергии тратится на возбуждение ядра; при этом происходит значительное снижение скорости нейтронов.

Неупругое рассеяние наблюдается чаще всего при энергии нейтронов свыше $1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж.

В результате рассеяния нейтронов, испускаемых источником, происходит замедление быстрых нейтронов. В конечном счете энергия нейтронов становится в среднем равной кинетической энергии молекул, т. е. около $0,025 \cdot 1,6021 \times 10^{-19}$ Дж. Такие нейтроны называются тепловыми. Замедление нейтронов происходит тем интенсивнее, чем легче ядра вещества. Это объясняется следующим: при столкновении нейтрон передает ядру тем большую энергию, чем ближе масса ядра к массе нейтрона. Поэтому наибольшей способностью замедлять нейтроны обладают ядра водорода.

При каждом столкновении нейтронов с ядрами атомов водорода кинетическая энергия нейтронов делится пополам. Следовательно, после n столкновений энергия нейтронов снизится до $0,5^n$ от его начальной энергии.

В породах, содержащих водород, замедление нейтронов происходит в результате лишь нескольких десятков столкновений с ядрами атомов, а средний пробег между первыми столкновениями намного больше средних пробегов между остальными. Например, в песке с водонасыщенностью 10% замедление

¹ Масса нейтрона очень близка к массе протона. Следовательно, нейтрон есть частица с массовым числом, равным единице, и с зарядом, равным нулю; обозначается символом $\frac{1}{0}n$.

происходит в результате примерно тридцати столкновений. В этом случае средняя длина свободного пробега до первого столкновения, по данным С. А. Кантора, равна 7,5 см, а между последними (при энергии $1,6021 \times 10^{-10}$ Дж) — 3,2 см.

3. Захват нейтрона ядром. Тепловые нейтроны в процессе движения (диффузии) испытывают столкновения с ядрами среды и могут быть ими захвачены.

Вероятность захвата тепловых нейтронов обратно пропорциональна их скорости, наиболее велика для медленных (с энергией меньше $2 \cdot 1,6021 \times 10^{-16}$ Дж) и особенно тепловых нейтронов. Вероятность захвата, различная для ядер разных элементов, характеризуется сечением захвата для данной реакции и выражается в барнах¹. Большинство легких элементов, слагающих породы, имеет сечение захвата около 0,5б.

Захват медленного нейтрона сопровождается испусканием гамма-квантов (радиационный захват), являющимся основной причиной вторичного гамма-излучения. Энергия гамма-лучей захвата колеблется в больших пределах и достигает $10 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж. Возникновение гамма-лучей захвата в водородосодержащей среде происходит по реакции ${}^1_0\text{H} + {}^1_0\text{n} = {}^2_1\text{H} + \gamma$. При захвате нейтронов в ядре получается некоторый избышек энергии и оно приходит в возбужденное состояние. Переход в устойчивое состояние сопровождается испусканием гамма-квант, число и энергия которых зависят от того, какому элементу (и какому его изотопу) соответствует

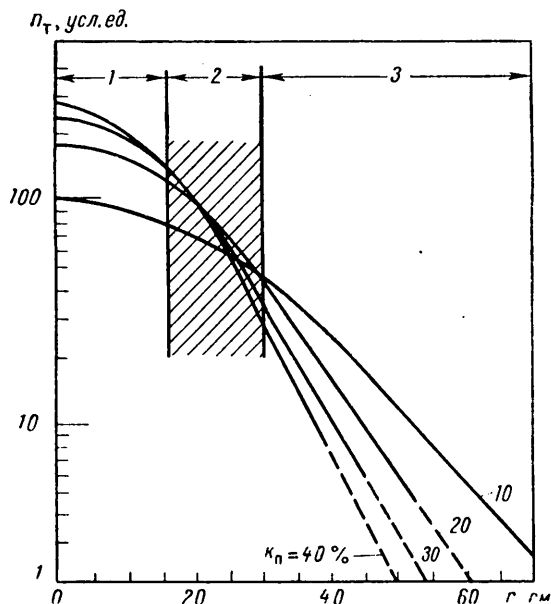


Рис. 81. Изменение плотности тепловых нейтронов n_T в зависимости от расстояния r от источника для однородной среды (песчаник различной пористости).

1 — зона малых расстояний; 2 — зона пересечения кривых (зона инверсии); 3 — зона больших расстояний, соответствующая обычно применяемым длинам зондов

ядро. Плотность нейтронов (число нейтронов в единице объема) уменьшается с удалением от источника, и одновременно возрастает число нейтронов с меньшей энергией.

Значительный интерес представляет характер изменения плотности медленных (надтепловых) и тепловых нейтронов с изменением расстояния от источника.

Плотность медленных и тепловых нейтронов зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды. Для большинства горных пород поглощающие и замедляющие свойства определяются водородосодержанием. Следовательно, чем больше водородосодержание, тем быстрее убывает плотность медленных и тепловых нейтронов с удалением от источника.

¹ Барн — единица измерения эффективного поперечного сечения ядерных процессов, равна 10^{-24} см². Барн характеризует эффективность ядерной реакции (вероятность захвата), различной для ядер разных элементов и является функцией энергии или скорости нейтрона.

Из рис. 81 видно, что с удалением от источника плотность тепловых нейтронов быстро убывает; при большей пористости (в данном случае водородо-содержании) кривая падает более резко. (Для надтепловых нейтронов картина будет аналогичной, но значения плотности будут меньшими.)

На распределение плотностей нейтронов некоторое влияние оказывает элементарный состав среды. Особое значение приобретают сильно поглощающие элементы. Так, например, при наличии хлора плотность тепловых нейтронов резко снижается.

Различают несколько модификаций нейтронного каротажа: 1) нейтронный гамма-каротаж (НГК) — заключается в измерении вторичных гамма-излучений, возникающих при захвате нейтронов ядрами элементов породы; 2) нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т) и нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (НК-Н) — сводятся к измерению плотности соответственно тепловых и надтепловых нейтронов.

Результаты измерений при нейтронном каротаже представляют в виде кривой изменения с глубиной вторичного гамма-излучения (НГК) или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов при воздействии нейтронов на породу (см. рис. 78).

В скважинном приборе для НК содержится нейтронный источник и индикатор гамма-излучения (при НГК) или плотности нейтронов (при НК-Т и НК-Н) и соответствующая электронная схема. Расстояние от источника нейтронов до середины индикатора гамма-излучения или плотности нейтронов является характерной величиной, называемой длиной зонда L (см. рис. 77).

В качестве нейтронного источника используется смесь полония с порошкообразным бериллием, помещенная в запаянную стеклянную ампулу, защищенную латунным кожухом.

Полоний является радиоактивным элементом, дающим альфа-излучение. Альфа-частица ${}^4_2\text{He}$ (гелий), действуя на ядро ${}^9_4\text{Be}$ (бериллий) превращает его в ядро углерода ${}^{12}_6\text{C}$, при этом испускается нейтрон ${}_0^1n$. Эта реакция записывается так: ${}^9_4\text{Be} + {}^4_2\text{He} \rightarrow {}^{12}_6\text{C} + {}^1_0n + \gamma$.

Большинство нейтронов, испускаемых полониево-бериллиевым источником, имеют энергию $(3 \div 5) 10 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж. Нейтронный источник дает около $2 \cdot 10^6$ нейтронов в секунду на кюри полония.

С увеличением мощности нейтронного источника увеличивается число испускаемых импульсов в единицу времени, вследствие чего снижается влияние статистических флуктуаций и естественного гамма-излучения. В результате этого повышается точность измерений. На практике для стандартных зондов ($L = 40 \div 60$ см) применяют источники мощностью в $(2 \div 3) \cdot 3,700 \cdot 10^{10}$ нейтр. $\cdot$ с $^{-1}$. При длине зонда более 60 см мощность источника доводят до $5 \cdot 3,700 \cdot 10^{10}$ нейтр. $\cdot$ с $^{-1}$.

Период полураспада полония $T_{1/2} = 138$ сут. В течение нескольких месяцев мощность источника снижается до небольшой величины, при которой он уже практически не может быть использован.

На практике находят применение плутониево-бериллиевые и другие источники.

При нейтронном каротаже в качестве индикатора плотности тепловых нейтронов применяется сцинтилляционный счетчик, в котором вместо кристалла установлен тонкостенный дюралюминиевый цилиндр с открытым торцом, обращенным к фотоумножителю. Внутренняя поверхность цилиндра покрыта смесью сернистого цинка с бором. В счетнике протекает следующая реакция: ${}^{10}_5\text{B} + {}^1_0n \rightarrow {}^7_3\text{Li} + {}^4_2\text{He}$.

Сернистый цинк является сцинтиллятором, в результате ионизирующего действия альфа-частицы он дает световую вспышку, которая отмечается фотоэлектронным множителем, на выходе которого появляется импульс. Число вспышек (импульсов) в единицу времени характеризуют плотность тепловых нейтронов.

Этот же индикатор, окруженный слоем водородсодержащего вещества (парафина), а затем кадмия или бора, служит индикатором надтепловых нейтронов. Кадмиевый экран

является поглотителем тепловых нейтронов и пропускает надтепловые, которые замедляются слоем парафина до энергии тепловых нейтронов и отмечаются индикатором.

При нейтронном каротаже измеряется скорость счета в импульсах в минуту. Результаты измерений представляются в условных единицах. За условную единицу принимаются показания, получаемые в пресной воде. Переход от скорости счета в импульсах в минуту к условным единицам производится по результатам эталонирования путем измерения в баке большого размера, заполненного пресной водой.

Рассмотрим физическую сущность каждого из методов нейтронного каротажа.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

Общая величина гамма-излучений, регистрируемая при НГК, складывается из трех компонент: $I_{n\gamma}$, $I_{\gamma\gamma}$, I_{γ} . $I_{n\gamma}$ — интенсивность гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата нейтронов ядрами породы (радиационное или вторичное гамма-излучение). $I_{\gamma\gamma}$ — гамма-излучение источника нейтронов, которое воздействует на индикатор непосредственно или в результате облучения стенок скважины гамма-лучами, часть которых рассеивается породой в направлении индикатора. Для ослабления непосредственного гамма-излучения от нейтронного источника между ним и индикатором устанавливается свинцовый экран. I_{γ} — естественное гамма-излучение, обусловленное естественной радиоактивностью породы. Влияние естественного гамма-излучения I_{γ} при количественных определениях учитывается по данным гамма-каротажа.

Величина радиационного захвата нейтронов ядрами породы $I_{n\gamma}$ является наиболее важной составляющей, которая по своей величине значительно превосходит величины составляющих $I_{\gamma\gamma}$ и I_{γ} . Форма кривой и измеряемые при НГК величины (при применяемых мощностях источников $2 \div 6 \cdot 10^6$ нейтр/с) определяются главным образом интенсивностью радиационного захвата $I_{n\gamma}$.

Интенсивность радиационного захвата при НГК оценивается в основном числом нейтронов, поглощаемых в единице объема среды, окружающей индикатор. Гамма-излучения, которые возникают за пределами этой среды, поглощаются породой раньше, чем достигают индикатора. Число нейтронов, поглощаемых в единице объема породы, пропорционально плотности нейтронов, которая в свою очередь определяется замедляющими и поглощающими свойствами среды.

При применяемых достаточно длинных зондах плотность нейтронов в зоне размещения индикатора в среде с большим водородосодержанием мала. В связи с этим породы с большим водородосодержанием отмечаются на диаграммах НГК низкими показаниями. Это вызвано тем, что в среде с большим содержанием водорода нейтроны замедляются, поглощаются в основном вблизи источника и в небольшом количестве достигают зоны размещения индикатора. В малопористых породах с малым водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает возрастание интенсивности радиационного захвата, а следовательно, и показаний НГК.

На показания НГК значительное влияние оказывают элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата тепловых нейтронов. К таким элементам относятся хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. При изучении нефтеносных пластов наибольший интерес представляет хлор, широко распространенный в осадочной толще. Сечение поглощения тепловых нейтронов хлора примерно в 100 раз больше, чем сечение поглощения их водородом. Кроме того, при захвате нейтрона ядром атома водорода испускается 1 гамма-квант с энер-

гией $2,23 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж; при захвате нейтрона ядром атома хлора испускается в среднем 2,37 гамма-кванта с высокими энергиями.

Присутствие хлора в высокоминерализованной пластовой воде ведет к повышению интенсивности радиационного гамма-излучения I_{γ} и обогащению спектра гамма-излучений высокоэнергетическими компонентами. В результате показания НГК против водоносной части продуктивного пласта завышаются по сравнению с показаниями против нефтеносной его частью. Эту особенность кривой НГК используют для установления водо-нефтяного контакта (ВНК) и прослеживания перемещения его в процессе эксплуатации в однородных нефтеносных песчаных пластах, имеющих постоянный литологический состав и пористость, содержащих высокоминерализованную пластовую воду.

В отношении нейтронных свойств осадочные горные породы можно разделить на две группы: большого и малого водородосодержания.

К первой группе пород относятся: глины, имеющие большую влагоемкость (пористость) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты); гипсы ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), имеющие малую пористость, но содержащие связанную воду; некоторые очень пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, насыщенные в естественных условиях жидкостью. При больших зондах ($L \geq 40$ см) на диаграммах нейтронного гамма-каротажа эти породы отмечаются низкими показаниями.

Ко второй группе пород относятся малопористые породы (плотные известняки и доломиты), сцементированные песчаники и алевролиты, а также гидрoхимические породы (ангидриты и каменная соль). При больших зондах на диаграммах нейтронного гамма-каротажа эти породы отмечаются высокими показаниями.

Другие осадочные образования (пески, песчаники, пористые карбонатные породы) отмечаются промежуточными показаниями на кривой НГК в зависимости от их глинистости и содержания водорода (насыщенности водой или нефтью).

Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные пласты и водоносные с малым содержанием хлора отмечаются приблизительно одинаковыми показаниями на кривой НГК.

Газоносные пласты в общем случае отмечаются на кривой НГК более высокими показаниями, чем такие же по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой, так как газ из-за малой плотности имеет меньшее водородосодержание. В действительности из-за проникновения раствора в пласт и малой глубинности метода показания на кривой НГК против газоносного пласта заметно уменьшаются и выделение газоносных пластов по кривой НГК затрудняется.

Разрезы скважин при нейтронном гамма-каротаже исследуют зондами, длина которых (расстояние от источника до индикатора) обычно равна 0,6 м (длинные зонды). При этом увеличение пористости пород, насыщенных водой или нефтью, а также увеличение в породе минералов, содержащих связанную воду, как уже указывалось, приводят к уменьшению показаний на кривой НГК.

Нейтронный каротаж по тепловым (НК-Т) и надтепловым (НК-Н) нейтронам

Этот вид каротажа заключается в изучении плотности соответственно тепловых и надтепловых нейтронов вдоль ствола скважины.

На диаграммах нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, полученных при помощи длинных зондов, водородсодержащие пласты выделяются

низкими значениями так же, как и на кривых НГК; малопористые пласты отмечаются более высокими величинами НК-Т. Однако на показания НК-Т значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов. Поэтому НК-Т весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации бурового раствора и пластовой воды.

Показания нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам (НК-Н) практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе хлора. Показания НК-Н определяются главным образом замедляющими свойствами среды — водородосодержанием. Следовательно, показания нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам более тесно связаны с содержанием водорода в породе по сравнению с показаниями НГК и НК-Т.

Для нейтронного каротажа характерна малая глубинность исследования, которая изменяется в зависимости от свойств пород в пределах 20—60 см, снижаясь с ростом водородосодержания. Наименьший радиус исследования свойствен методу НК-Н, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

При исследовании нефтяных и газовых скважин применяют главным образом нейтронный гамма-каротаж для выделения коллекторов и оценки их пористости (§ 29, 31).

В л и я н и е с к в а ж и н ы, заполненной буровым раствором, на показания нейтронного каротажа обусловлено увеличением водородосодержания среды в радиусе действия зонда НК. Это влечет за собой снижение дифференциации кривой и показаний НК, а также относительной разницы в показаниях против различных пород.

Влияние скважины на показания НК возрастает с увеличением диаметра скважины и уменьшением пористости (водородосодержания) среды. Увеличение диаметра скважины вследствие наличия каверны резко снижает интенсивность показаний на кривых нейтронного каротажа (наблюдается сдвиг кривых влево). Если диаметр каверны достигает 40—45 см, то дальнейшее его увеличение практически уже не сказывается на результатах измерения.

Существенное влияние на показания НК оказывает толщина слоя бурового раствора, отделяющего прибор от стенки скважины. Следовательно, наличие глинистой корки и неравномерное изменение ее толщины по стволу скважины искажают показания НК. Это явление особенно заметно у малопористых пород. С увеличением пористости пород разница в показаниях нейтронного каротажа при перемещении прибора от стенки скважины к ее оси сокращается.

Наличие обсадной колонны вызывает поглощение тепловых нейтронов и снижение показаний НК-Т. То же наблюдается и при каротаже по надтепловым нейтронам.

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 и испусканием гамма-кванта радиационного захвата, числом и энергией большими, чем при захвате водорода. Результирующая этих двух явлений приводит к некоторому снижению показаний НГК в обсаженной скважине, что сопровождается также снижением 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.

Применение нейтронного каротажа в обсаженных скважинах снижает эффективность получаемых результатов. Поэтому во всех случаях, когда это возможно, нейтронный каротаж проводят в скважинах, не обсаженных колонной.

Изменение минерализации бурового раствора существенно влияет на показания ИГК. В скважинах, заполненных минерализованным буровым раствором, интенсивность радиационного гамма-излучения выше, чем в скважинах, заполненных пресным буровым раствором или нефтью. Объясняется это тем, что в первом случае тепловые нейтроны захватываются хлором и водородом, а во втором — только водородом.

Применение нейтронного каротажа

Нейтронный каротаж используется главным образом для выделения пористых пород и определения их пористости. В чистых породах с порами, насыщенными водой или нефтью, нейтронный каротаж характеризует количественно емкость пустот, заполненных жидкостью.

Нейтронный каротаж в комплексе с гамма-каротажем и другими методами дает возможность качественно выделять в разрезе глины, плотные породы и участки повышенной пористости. В сочетании с другими методами нейтронный каротаж используется для оценки пористости, выявления газонасыщенных пластов, определения местоположения газо-жидкостного и водо-нефтяного контактов в обсаженных эксплуатационных скважинах.

Импульсные нейтронные методы каротажа

Импульсные методы каротажа основаны на изучении нестационарных нейтронных и гамма-полей, создаваемых импульсными источниками нейтронов. В качестве такого источника нейтронов служит скважинный генератор нейтронов. Его основными узлами являются источник высокого напряжения и ускорительная трубка. Ускорительная трубка представляет собой вакуумную камеру, снабженную ионным источником, ускоряющими электродами и мишенью, содержащей тритий (изотоп водорода H^3). Ионы дейтерия (изотоп водорода H^2), образующиеся в ионном источнике, ускоряются сильным электрическим полем и бомбардируют тритиевую мишень. Электрическое поле создается высоким (порядка 100 кВ) напряжением, приложенным к ускоряющим электродам. В результате воздействия на тритий ионов дейтерия, обладающих большой скоростью, происходит ядерная реакция и создается поток нейтронов с энергией $14 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж. Реакция выражается следующим образом: ${}^3_1H + {}^2_1H \rightarrow {}^4_2He + {}^1_0n + 1,6021 \cdot 10^{-13}$.

Генератор нейтронов работает в импульсном режиме (рис. 82). Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью ΔT , следующими друг за другом через определенный промежуток времени T . После истечения времени t (время

¹ В пластах с высокоминерализованной водой цементное кольцо с течением времени (через 10—15 сут после цементации) насыщается пластовой водой и, обогащаясь ионами хлора, повышает интенсивность радиационного гамма-излучения.

задержки) включается наземная измерительная аппаратура и в течение времени Δt (окно временного анализатора) измеряется плотность нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом. Изменяя время включения измерительной аппаратуры (время задержки t) и измеряя исследуемые частицы на протяжении отрезка времени Δt , изучают процессы взаимодействия излучения с веществом, характерные для данного времени жизни нейтронов.

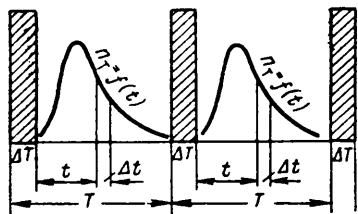


Рис. 82. Схема, поясняющая принцип измерений импульсными методами

каротаж (ИНГК). В первом случае (ИННК) регистрируется плотность тепловых нейтронов, во втором (ИНГК) — интенсивность гамма-излучения радиоактивного захвата.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)

Определяют этим методом изменение плотности тепловых нейтронов со временем после окончания импульса (кривая спада) и плотность тепловых нейтронов через некоторый заданный интервал ($10^{-3} \div 10^{-4}$ с) после прекращения импульса.

Данные ИННК несут в себе информацию о двух нейтронных параметрах горных пород: коэффициенте диффузии D , зависящем главным образом от водородосодержания пород, и среднем времени жизни тепловых нейтронов t .

Плотность тепловых нейтронов убывает со временем по экспоненте и зависит от содержания в среде элементов с большим сечением захвата, в первую очередь от атомов хлора. (Изменение плотности тепловых нейтронов в элементарном объеме происходит по закону $N \approx N_0 e^{-t/\tau}$, где N_0 — плотность тепловых нейтронов в начальный момент $t = 0$ и N — плотность тепловых нейтронов в момент t .) Хлор является наиболее сильным поглотителем нейтронов из всех элементов, встречающихся чаще всего на земле. В связи с этим среднее время жизни тепловых нейтронов в водоносных пластах, насыщенных сильно минерализованной водой, во много раз меньше, чем в нефтеносных или газоносных пластах. (В породе пористостью 20%, содержащей сильно минерализованную воду, среднее время жизни тепловых нейтронов составляет 90—110 мкс, при нефтесодержании 260—300 мкс.)

Литологически однородные пласты одинаковой пористости, насыщенные нефтью и минерализованной водой, могут рассматриваться как среды с примерно равным водородосодержанием ($D_1 \approx D_2$), но с разным содержанием хлора в единице объема породы, а следовательно, с разными поглощающими свойствами ($\tau_1 \neq \tau_2$). В таких средах отношение плотностей тепловых нейтронов $n_1(t)$ и $n_2(t)$ на заданном расстоянии от источника равно

$$n_1(t)/n_2(t) = e^{-(1/\tau_1 - 1/\tau_2)t}. \quad (97)$$

Если допустить, что $t \rightarrow \infty$, то $n_1(t)/n_2(t) \rightarrow \infty$ при $\tau_2 > \tau_1$, а $n_1(t)/n_2(t) \rightarrow 0$ при $\tau_2 < \tau_1$.

Следовательно, изменением времени задержки t можно достигнуть значительного различия в величинах плотностей нейтронов n_t против нефтеносной и водоносной частей пласта.

Число нейтронов в элементарном объеме зависит не только от интенсивности поглощения нейтронов, но и от процесса их пространственного перераспределения в результате диффузии. При импульсном режиме работы нейтронного источника процессы замедления и диффузии нейтронов происходят последовательно и могут быть изучены раздельно, в зависимости от времени задержки t . Измеряя при достаточно больших временах задержки уменьшение плотности тепловых нейтронов в скважине, можно оценить скорость убывания плотности нейтронов в пласте. По скорости убывания плотности тепловых нейтронов в скважине оценивается время жизни тепловых нейтронов τ , а следовательно, и содержание в породе элементов, сильно поглощающих тепловые нейтроны, в частности хлора.

На абсолютную величину плотности тепловых нейтронов n_t существенное влияние оказывает скважина, так как между скважиной и породой нейтроны передвигаются путем диффузии. Влияние скважины различно в зависимости от среднего времени жизни тепловых нейтронов в скважине $\tau_{ср}$ и породе τ_n . Если $\tau_n > \tau_{ср}$ (нейтроны поглощаются породой более медленно), плотность нейтронов в породе становится больше, чем в скважине. Нейтроны устремляются из породы в скважину, и порода ведет себя как источник, испускающий нейтроны в скважину.

При $\tau_n < \tau_{ср}$ процесс происходит в обратном направлении — движение нейтронов происходит из скважины в пласт.

На измеряемое среднее время поглощения тепловых нейтронов $\tau_{ср}$ скважинные условия (диаметр скважины, обсадная колонна, цементное кольцо, характер флюида) будут оказывать ощутимое влияние, но в первом случае (когда $\tau_n > \tau_{ср}$) значительно меньше, чем во втором ($\tau_n < \tau_{ср}$).

Малая глубинность исследования (сильные помехи от скважины) стационарных методов радиоактивного каротажа в значительной мере обусловлена более высокой плотностью тепловых нейтронов в скважине, чем в пласте, и, следовательно, преимущественным переносом нейтронов из скважины в пласт. При импульсном варианте та же картина наблюдается в момент работы источника нейтронов. В этот период из-за интенсивного замедления нейтронов в среде, заполняющей скважину (жидкость, цемент), плотность тепловых нейтронов в скважине в несколько раз выше, чем в пласте. После выключения источника на распределение нейтронов начинают влиять уже не замедляющие нейтронные свойства скважины, а ее способность интенсивно поглощать нейтроны.

Это явление лежит в основе исследования импульсным нейтрон-нейтронным каротажем.

Влияние скважины на показания импульсного каротажа тем больше, чем больше ее радиус. При радиусе скважины, превышающем радиус зоны исследования импульсным нейтрон-нейтронным каротажем R_n , влияние скважины приобретает превалирующее значение. Величина R_n определяется выражением

$$R_n = 2,1 \sqrt{Dt}. \quad (98)$$

Следовательно, с увеличением времени задержки t величина радиуса исследования R_n возрастает.

Наличие зоны проникновения фильтрата раствора в пласт эквивалентно увеличению диаметра скважины.

В проницаемых пластах глубина проникновения фильтрата бурового раствора обычно превышает радиус исследования и в течение первого периода после обсадки скважины показания импульсного нейтронного каротажа обусловлены в основном только влиянием зоны проникновения. Наблюдениями, проведенными в скважинах, отмечено, что в песчаных неглинистых пластах пористостью более 25% и проницаемостью выше 1 Д зона проникновения формируется через 5—10 сут после обсадки скважины колонной. Снижение коллекторских свойств пласта (уменьшение пористости и проницаемости) приводит к удлинению срока сохранения зоны проникновения.

На рис. 83 дан пример иллюстрирующий расформирование зоны проникновения со временем. В интервале 2454—2458 м залегает проницаемый песчаный пласт пористостью 18% с характерным повышающим проникновением фильтрата раствора по данным БКЗ.

На протяжении более 100 сут после окончания бурения в скважине проводились четыре серии измерений импульсным нейтрон-нейтронным каротажем. Только на последнем, четвертом, замере не было отмечено наличия пресного фильтрата раствора в пласте. Согласно данным ИИНК замещение пресного фильтрата соленой пластовой водой происходило путем вытеснения фильтрата в верхнюю часть коллектора.

Задаваясь допустимой погрешностью ϵ в определении величины $1/\tau$, С. А. Кантор рекомендует оптимальную длину зонда ИИНК рассчитывать по формуле $L_{оп} = \sqrt[3]{\frac{1}{2} D/\epsilon}$, где D — коэффициент диффузии горных пород. В практике исследования нефтяных и газовых скважин в настоящее время используются зонды 35—40 см.

Длительность временного окна Δt , как и длительность интервала испускания нейтронов источником, выбирается как можно большей, чтобы повысить скорость счета, однако не превышающей величины среднего времени жизни нейтронов $\tau_{ср}$ исследуемых пород. Обычно Δt устанавливаются равной 100—300 мкс.

Импульсный нейтронный гамма-картаж (ИНГК)

При помощи импульсных генераторов нейтронов изучают временное распределение в скважинах не только плотности нейтронов, но и интенсивности гамма-излучения, возникающего при взаимодействии нейтронов с веществом горных пород. При этом возможна регистрация гамма-излучения при радиационном захвате нейтронов и неупругом рассеянии их. Решение этой задачи облегчается раздельным течением процессов неупругого рассеяния и захвата во времени.

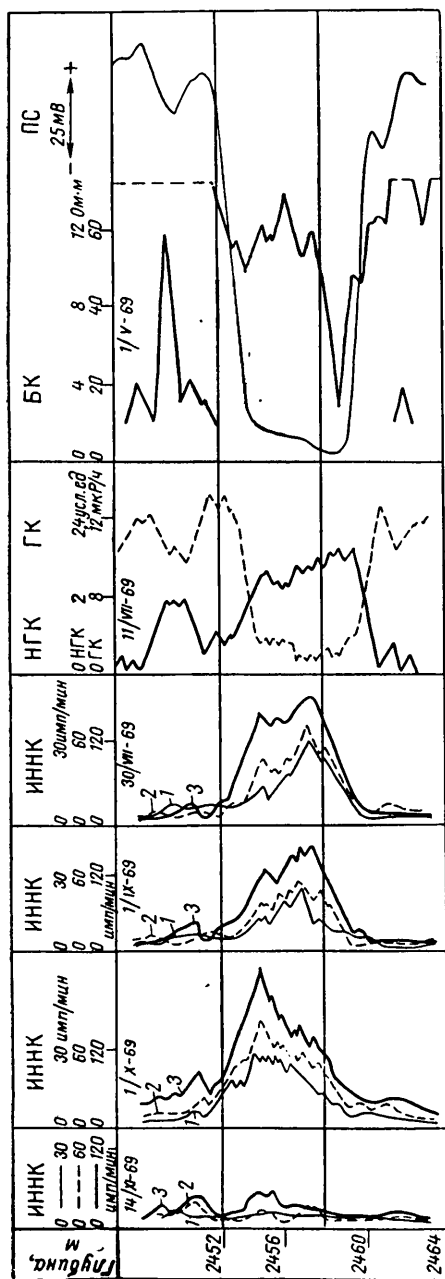


Рис. 83. Пример, иллюстрирующий расформирование зоны проникновения со временем. Значения t , мкс: 1 — 1000; 2 — 1300; 3 — 1600

хвате нейтронов и неупругом рассеянии их. Решение этой задачи облегчается раздельным течением процессов неупругого рассеяния и захвата во времени.

Процесс неупругого рассеяния протекает в начальной стадии замедления нейтронов в момент испускания их источником. В связи с этим регистрация гамма-излучения радиационного захвата нейтронов производится через время $t = \tau$, превышающее среднее время замедления нейтронов t_3 в исследуемой среде ($t > t_3$), т. е. в конце жизни нейтронов.

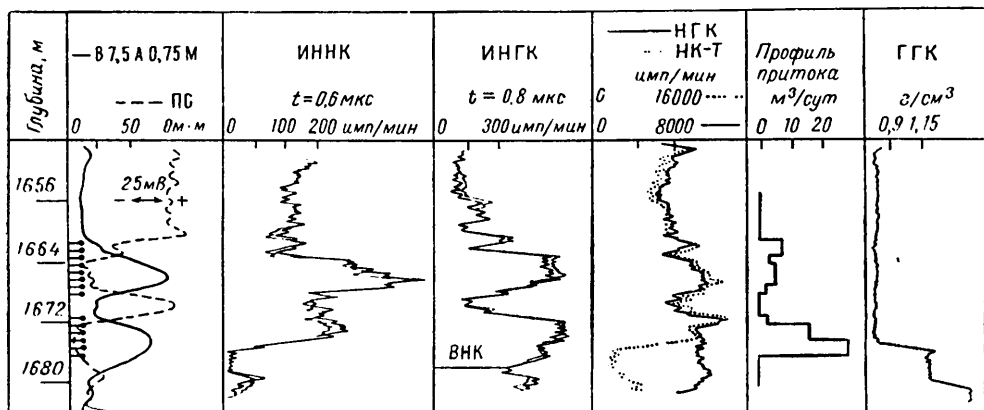


Рис. 84. Пример определения уровня нефти и соленой воды в скважине на основании комплекса радиометрических измерений в скважине

Экспериментальными исследованиями для процесса радиационного захвата установлено, что кривая $\lg I_{n\gamma} = f(t)$ выходит на экспоненту $e^{-t/\tau}$ при меньших задержках времени t сравнительно с кривой $\lg n_{\tau} = f(t)$. Этим доказываются меньшему влиянию скважины, чем показания ИНГК.

Комплексирование методов ИНГК и ИННК, имеющих различную глубину исследования и чувствительность к хлоросодержанию в пласте и цементе, позволяет решать следующие задачи: определение затрубной циркуляции по оценке осолонения цемента против нефтеносного пласта, расположенного на пути вертикального движения воды; выявление случаев замещения пластовой воды нефтью, так как против таких пластов цемент остается засоленным в отличие от случая замещения пластовой воды пресной нагнетаемой водой.

Ниже приведены примеры комплексной качественной интерпретации кривых, зарегистрированных методами ИНГК, ИННК и плотностномером (ГГК).

На рис. 84 по кривым стационарного нейтрон-нейтронного каротажа НК-Т, НГК и плотностномера ГГК граница раздела нефти и соленой воды в скважине отмечается на глубине 1675 м. Скважина фонтанирует с дебитом

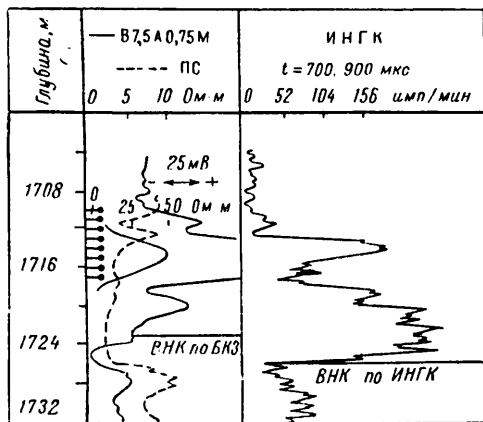


Рис. 85. Пример выделения обводненного интервала в скважине методом ИНГК

120 т/сут при обводненности продукции 3—4%. Показания ИГК при переходе глубинного прибора через водо-нефтяной раздел в стволе скважины снижаются в водоносной части на 15—20%, показания на кривой НК-Т снижаются во много раз. Расхождения в показаниях ИИГК и ИННК на интервале 1678—1672 м можно объяснить влиянием соленой воды в стволе скважины и поступлением воды из нижней части пласта, осолонившей цемент против нефтеносного пласта. Эти помехи в меньшей мере сказались на кривой ИИГК, дифференциация которой явилась вполне достаточной для надежного выделения водо-нефтяного контакта (ВНК) на глубине 1678 м.

На рис. 85 дан пример выделения обводненного интервала в верхней части пласта. Согласно кривым сопротивления первоначальный водо-нефтяной контакт находился на глубине 1723 м. После перфорации интервала 1710—1717 м и ввода скважины в эксплуатацию из пласта в течение шести месяцев поступала безводная нефть, затем скважина начала обводняться и через два месяца прекратила фонтанирование. Исследования методом ИИГК были проведены при возбуждении скважины компрессором. По результатам исследований возможен вывод, что обводнение произошло за счет прорыва минерализованной воды в интервале 1715—1717 м, а ранее водоносная часть пласта в интервале 1723—1725 м оказалась нефтенасыщенной. После изоляции перфорированной части пласта и гидронефторации в интервале 1723,5—1724 м был получен фонтан нефти 70 т/сут с 2—6% обводнения.

Применение импульсных методов каротажа

Наиболее важной областью применения импульсных методов каротажа является исследование обсаженных скважин для разделения нефтегазонасыщенных пород и пород, заполненных соленой пластовой водой. При наличии данных о литологии и пористости возможно определение и газо-нефтяного контакта.

Импульсные методы каротажа имеют ряд преимуществ перед стационарными: большая глубинность исследований, высокая чувствительность к содержанию хлора в породе, меньшее влияние скважины на результаты измерений.

В районах с высокой минерализацией пластовых вод (более 100 г/л) показания ИННК и ИИГК против водоносных и нефтеносных пластов отличаются в несколько раз (до 10), тогда как различие в показаниях стационарных методов нейтронного каротажа около 10—20%. В связи с этим импульсные методы каротажа (ИННК и ИИГК) нашли широкое применение при исследовании действующих скважин: для прослеживания водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов, выделения интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти между пластами. Эти методы являются перспективными для определения ВНК в обсаженных скважинах с относительно меньшей минерализацией пластовых вод (25—50 г/л), а также в интервалах перфорированной колонны при комплексном использовании кривых ИННК, ИИГК и плотностномера (ГГК).

Данные импульсных методов каротажа приобретают важное значение при оценке эффективности разработки месторождения и для выполнения ремонтных работ в скважине.

Кривая при радиоактивном каротаже и определение границ пластов

Теоретические кривые интенсивности гамма-излучения в скважине были рассчитаны для скважины радиусом 0,15 м и пластов с различной мощностью (рис. 86). Коэффициент поглощения гамма-излучения породой и глинистым

раствором принимался равным $\mu = 0,1 \text{ см}^{-1}$. Предполагалось также, что индикатор, регистрирующий гамма-излучение, имеет малые размеры и находится на оси скважины.

На рис. 86 видно, что пласт с повышенной естественной радиоактивностью отмечается на кривой ГК симметричным максимумом, следовательно пласт, с пониженной естественной радиоактивностью отметится симметричным минимумом. Переход от показаний против вмещающих пород к показаниям против середины пласта происходит плавно. В пластах, мощность которых больше трех диаметров скважины ($h > 3d_c$), интенсивность гамма-излучения достигает своего максимума (минимума) в середине пласта и не меняется при дальнейшем возрастании мощности пласта. Пласты мощностью менее 0,5 диаметра скважины отмечаются малыми отклонениями на гамма-каротажной кривой. Использование индикатора конечной длины приводит к дополнительному сглаживанию кривых. В связи с этим применение в качестве индикатора люминесцентных счетчиков малых размеров вместо разрядных повышает четкость выделения границ пластов.

Для оценки свойств пластов ограниченной мощности необходимо перейти от наблюдаемой величины I_k , отчитываемой по кривой, к показаниям I_∞ , соответствующим неограниченной мощности пласта. Это достигается при помощи графиков, изображенных на рис. 87. На графике даны значения коэффициента, учитывающего снижение амплитуды отклонения кривой против пласта малой мощности $\nu = I_k/I_\infty$.

Кривые рассчитаны для случая гамма-каротажа с длиной индикатора 30 см, но без существенной ошибки могут быть использованы и для других видов радиоактивного каротажа.

Кривые гамма-гамма-каротажа (ГГК) и нейтронного каротажа (НК) имеют более сложную форму, чем кривая гамма-каротажа (ГК), так как регистрация их производится зондами, содержащими источник и индикатор. Например, установлено, что при нейтронном каротаже соотношение ширины аномалии и мощности пласта зависит и от водородсодержания в пласте. Против пласта с большим водородсодержанием ширина аномалий на кривой НК превышает мощность пласта, а при малом водородсодержании ширина аномалии меньше мощности пласта. Несмотря на это, при решении практических задач допускают, что на форму кривых основных видов радиоактивного каротажа влияют те же причины, что и на форму кривой гамма-каротажа. К ним относятся следующие причины: осреднение показаний на кривых радиоактивного каротажа (измеряемый эффект определяется суммарным излучением некоторого объема среды, определяемого радиусом действия установки); тип зонда и его длина;

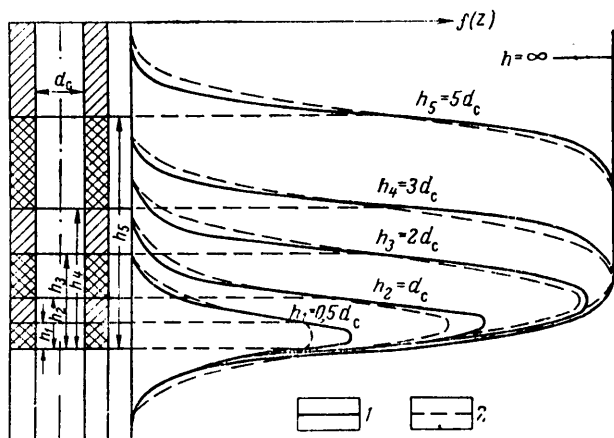


Рис. 86. Теоретические кривые гамма-каротажа против пласта повышенной радиоактивности.

1 — для индикатора бесконечно малой длины; 2 — для индикатора, длина которого равна диаметру скважины

размеры индикатора; наличие в схеме измерительной аппаратуры интегрирующей ячейки, осредняющей показания в течение некоторого интервала времени.

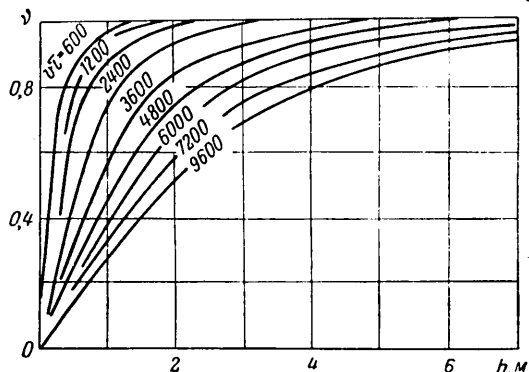


Рис. 87. Значения $\nu = I_k/I_\infty$ для пластов различной мощности h (ν — в м/ч; τ — в с).

мерам индикатора отмечается плавными изменениями показаний. С увеличением скорости кривая приобретает асимметричный вид и смещается по глубине в направлении движения глубинного прибора. У подошвы пласта кривая имеет более крутую форму по сравнению с формой кривой.

Определение границ производится по среднему значению показаний против пласта и вмещающих пород, что в случае асимметрии кривых приведет к смещению границ пластов в направлении движения скважинного прибора.

На рис. 88 видно, что в связи с влиянием интегрирующей ячейки границы пластов по кривым радиоактивного каротажа отбивают следующим образом.

1. При движении прибора снизу вверх подошву пласта с повышенными показаниями отмечают по началу крутого подъема, а кровлю — по началу крутого спада кривой. Для пласта с пониженными показаниями на кривой имеет место обратная зависимость.

2. Определяют местоположение точки в середине наклонной кривой. Границы пластов находят ниже этих точек (при движении

Интегрирующая ячейка оказывает заметное влияние на форму кривой радиоактивного каротажа [15]. На рис. 88 дан пример отклонения кривой РК от идеальной формы при наличии интегрирующей ячейки. Кривая $\nu\tau = 0$ получена при очень малой скорости перемещения прибора и отсутствии влияния интегрирующей ячейки. Искажения в форме кривой тем больше, чем больше произведение постоянной времени интегрирующей ячейки τ на скорость перемещения глубинного прибора по скважине ν . Граница пласта благодаря конечным раз-

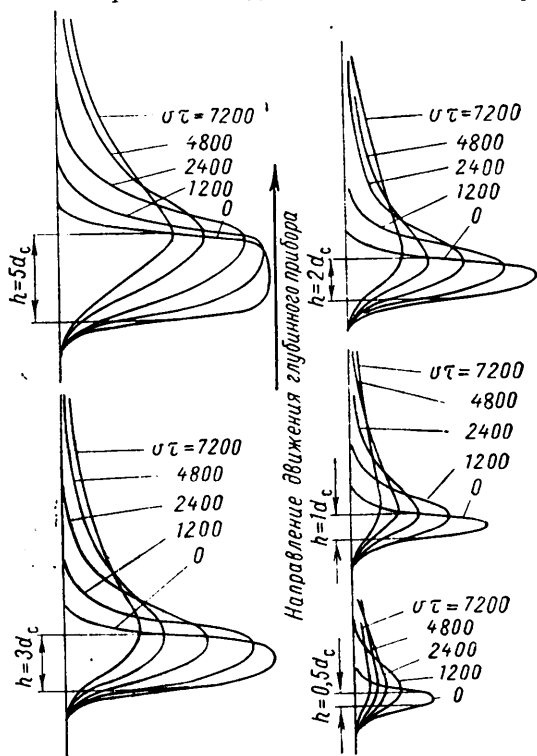


Рис. 88. Форма кривых гамма-каротажа против пласта повышенной радиоактивности (по Ю. А. Гулину). ν — в м/ч; τ — в с

прибора снизу вверх). Величина смещения границы при обычных условиях измерения достигает 30 см и более. Размеры смещения зависят от величины ut и мощности пласта, т. е. снижаются с уменьшением мощности пласта.

Для надежной регистрации пласта на кривой радиоактивного каротажа необходимо, чтобы время нахождения прибора против пласта соответствовало двукратной величине постоянной времени τ интегрирующей ячейки. Это время равно частному от деления мощности пласта h (в м) на скорость перемещения прибора v (в м/с), и допустимая скорость (в м/ч) соответствует

$$v \leq 1800h/\tau. \quad (99)$$

При гамма-каротаже результаты измерений относят (точка записи) к середине счетчика (группы счетчиков). При гамма-гамма-каротаже и нейтронном каротаже результаты измерений принято относить к точке, лежащей на середине расстояния между счетчиком и источником (расстояние отсчитывают от их геометрических центров).

Глава III

АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ (АК)

Акустическим каротажом называют методы определения упругих свойств горных пород, пройденных скважиной. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются одним или более приемниками, расположенными в той же скважине. Зная расстояние между приемниками, по времени первых вступлений упругих колебаний определяют скорость распространения этих колебаний (или время прихода сигналов), а также величины амплитуд принимаемых сигналов и их затухание.

По типу регистрируемых параметров и назначению метода выделяют три основные модификации акустического каротажа: акустический каротаж по скорости для изучения скоростных характеристик пород, вскрытых скважинами; акустический каротаж по затуханию упругих волн для определения поглощающих свойств горных пород; акустический каротаж цементного кольца для контроля технического состояния скважин.

Для выяснения физической сущности акустического каротажа рассмотрим в общих чертах особенности распространения упругих колебаний.

Основные физические предпосылки метода. 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 сложного воздействия, когда не наблюдается центральная (сферическая) симметрия условий возбуждения, возникают два типа деформации: деформация объема (растяжения, сжатия) и деформация формы (сдвига). Процесс последовательного распространения деформации называется **у п р у г о й с е й с м и ч е с к о й в о л н о й**.

Упругая волна, распространяясь во все стороны, захватывает все более удаленные области. В то же время при кратковременном возбуждении вокруг места возникновения волны образуется все расширяющаяся область успокоения.

Поверхность, отделяющая в данный момент времени область среды, в которой уже возникло колебание частиц, от той, где колебания еще не наблюдаются, называется **ф р о н т о м** волны. Фронт волны для различных моментов времени

совпадает с уровнями поверхностями поля времени волны в среде — и з о х р о н а м и.

Линии, нормальные к волновым поверхностям, носят название л у ч е й. В однородной среде лучи прямолинейны, а в неоднородной они имеют криволинейную форму. Вдоль лучей изменение поля времени волны максимально. Поэтому направление касательной к лучу в данной точке совпадает с направлением градиента поля времени. В геометрической сейсмике понятие луча связывают также с направлением переноса энергии волны.

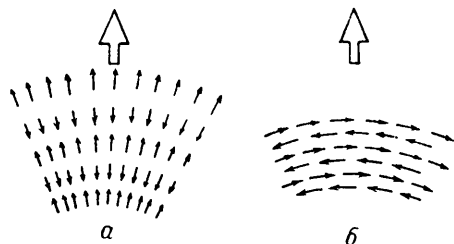


Рис. 89. Схема смещения частиц среды при распространении продольных (а) и поперечных (б) волн.

Большая стрелка указывает направление движения волны

Различают два типа волн — продольные Р и поперечные S. Продольные волны связаны с деформацией объема. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Поперечные волны связаны с деформациями формы среды и могут существовать только в твердых телах. Распространение поперечной волны представляет собой пере-

мещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной направлению распространения волны (рис. 89).

Одной из важных характеристик кинематики упругой волны является скорость ее распространения по лучу. Эта скорость зависит от упругих свойств среды и типа волны следующим образом:

$$v_P = \sqrt{E(1-\nu)/\delta(1+\nu)(1-2\nu)}; \quad (100)$$

$$v_S = \sqrt{E/2\delta(1+\nu)}, \quad (101)$$

где δ — плотность породы; E — модуль Юнга; ν — коэффициент поперечного сжатия (коэффициент Пуассона).

Величина E для горных пород изменяется в пределах $0,15 \cdot 10^5 \div 0,6 \cdot 10^6$ МПа; коэффициент поперечного сжатия ν для горных пород близок к 0,25.

После подстановки средних значений упругих констант для горных пород получим $v_P/v_S \approx 1,73$. Следовательно, продольная волна, обладающая приблизительно в 1,75 раза большей скоростью, чем поперечная, достигает удаленной точки раньше поперечной.

Распространение фронта волны изучается при помощи известного в геометрической сейсмике принципа Гюйгенса — Френели, согласно которому каждая точка фронта волны может рассматриваться как источник элементарных волн.

Если упругая волна достигает границы раздела двух сред с различными упругими свойствами, часть энергии волны отражается, образуя отраженную волну, а часть проходит через границу, образуя проходящую волну (рис. 90).

Отраженная волна возникает в том случае, если 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 сейсмики следует, что

$$\sin \alpha / \sin \beta = v_1 / v_2. \quad (102)$$

При $v_2 < v_1$ луч проходящей волны удаляется от границы раздела. При $v_2 > v_1$ луч приближается к поверхности раздела и, начиная с некоторого критического угла падения i , удовлетворяющего условию

$$\sin i = v_1 / v_2, \quad (103)$$

будет скользить вдоль границы раздела, а угол преломления β становится равным 90° .

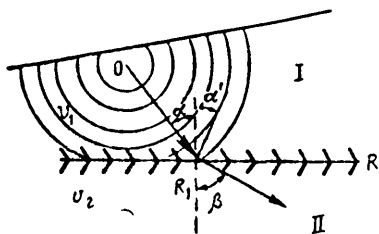


Рис. 90. Прохождение волны через границу двух сред.

α — угол падения (угол между лучом падающей волны и перпендикуляром к границе раздела); α' — угол отражения; β — угол преломления (угол луча проходящей волны с перпендикуляром к границе раздела); v_1 и v_2 — скорости распространения волны в средах I и II

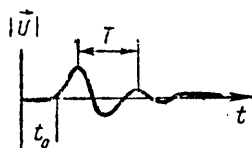


Рис. 91. Схематическая запись колебаний частицы среды

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 меньшей,

чем 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, вызывает новую так называемую преломленную (головную) волну.

Соотношения между амплитудами падающей, преломленной и отраженной волн определяются скоростями и плотностями сред I и II. В многослойной среде указанные явления будут возникать на каждой границе сред для прямых волн, идущих непосредственно от места их возбуждения, а также для отраженных и преломленных. Все это приводит к значительному усложнению распределения волн около источника упругих колебаний.

На рис. 91 дано графическое изображение колебаний частицы в виде зависимости модуля вектора смещения $|\vec{u}|$ от времени t . Полученная кривая носит название графика колебания волны. Как видно из рис. 91, в некоторый момент времени t_0 частица приходит в движение. Первое отклонение частицы от положения равновесия называют вступлением волны. Величины максимального отклонения называются амплитудами фаз волны, промежутков времени, разделяющий два соседних максимума или минимума, — видимым периодом волны T . Соответственно преобладающей частотой волны называют $f = 1/T$.

Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят от многих факторов. Основными факторами являются: мощность излучателя, расстояние от него до данной точки и характер горных пород.

В однородной среде при распространении сферической волны количество энергии, приходящейся на единицу объема, уменьшается пропорционально квадрату расстояния от рассматриваемой точки до излучателя; амплитуда колебаний уменьшается обратно пропорционально этому расстоянию.

Горные породы не являются абсолютно упругими, поэтому в них происходят поглощение и рассеяние энергии упругой волны. Поглощение энергии волны

происходит вследствие взаимного трения слагающих породу частиц, а рассеяние обуславливается неоднородностями породы. Образование отраженных и преломленных волн в слоистой среде также ведет к расходованию части энергии. В связи с этим с удалением упругой волны от места возбуждения амплитуда ее колебаний убывает значительно быстрее, чем величина, обратная расстоянию до места возникновения упругой волны.

Каротажные зонды. Зонды, применяемые для акустического каротажа, разделяются на два основных типа — трехэлементные и двухэлементные (рис. 92).

Трехэлементный зонд состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя и двух расположенных на некотором расстоянии от него приемников, воспринимающих колебания.

Рис. 92. Установка акустического каротажа.

а — трехэлементный зонд; *б* — двухэлементный зонд. *И* — излучатель; *П₁*, *П₂* — приемники; *С* — длина базы

В трехэлементном зонде вместо двух приемников могут быть установлены два излучателя, соответственно излучатель заменяется приемником. При такой взаимной перемене мест размещения излучателей и приемников сущность зонда сохраняется неизменной.

Двухэлементный зонд состоит из излучателя и отстоящего на некотором расстоянии от него приемника.

Расстояния между приемниками в трехэлементном зонде и от излучателя до приемника в двухэлементном являются характерными величинами — базой *S* для зонда акустического каротажа. Для двухэлементного зонда база *S* соответствует длине зонда *L*; в трехэлементном зонде в качестве длины зонда *L* служит расстояние от излучателя до ближайшего приемника.

Каротажный зонд (глубинный снаряд) связан кабелем с наземными блоками станции АК, которые обычно выполняют функции усиления и фильтрации сигналов, их обработки, регистрации измеряемых данных, а также питания электроэнергией всей станции в целом.

Излучатель состоит из магнитострикционного вибратора (сердечника из никеля или другого сплава с высоким коэффициентом магнитострикции), на который наложена обмотка. Расширение сплава при намагничивании электрическим током, подаваемым через обмотки, создает звуковые импульсы (частотой 20—30 кГц и более).

Излучатель колебаний отделен от приемника акустическим изолятором, состоящим из звукопоглощающего материала. Этим исключается возможность поступления упругой волны по скважинному прибору. В приемнике используется пьезоэлектрический эффект керамики титаната бария. 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 преобразуется в электрическое напряжение, пропорциональное осредненному за несколько импульсов времени пробега упругой волны между приемниками. Напряжение с выхода схемы поступает на регистрирующий прибор, записывающий диаграмму акустического каротажа.

Аппаратура эталонируется с таким расчетом, чтобы по каротажным кривым можно было непосредственно отсчитать время пробега Δt или скорость волны v .

В настоящее время создано много типов аппаратуры для изучения разрезов скважин методом акустического каротажа. Наиболее широкое распространение в различных районах Советского Союза получила аппаратура типа ЛАК и СПАК-1, СПАК-2.

В станции типа ЛАК-1 изображение сигнала получается в виде полос, яркость которых возрастает с увеличением амплитуды сигнала. Принятая в ЛАК-1 форма представления сигналов имеет существенный недостаток, заключающийся в низкой точности количественных отсчетов времени распространения колебаний.

При помощи акустического каротажа (СПАК-1; СПАК-2) можно регистрировать все виды исследования, проводимые акустическим каротажем.

Для определения скорости распространения упругой волны в породе чаще всего применяют трехэлементный зонд (см. рис. 92, а).

§ 9. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО СКОРОСТИ

В момент возникновения импульса упругих колебаний от излучателя начинает распространяться продольная волна. Эта волна, распространяясь в буровом растворе со скоростью v_r , достигает стенки скважины (границы раздела двух сред) и образует отраженную и проходящие волны. Проходящая продольная волна, распространяясь по породе со скоростью v_n , превышающей v_r , обгоняет прямую волну, идущую по буровому раствору. Эта волна, скользя вдоль границы раздела, вызывает колебания среды и образует в скважине новую, так называемую преломленную (головную) волну. Головная волна, обладающая скоростью v_n , обгоняет все остальные и первой приходит к приемникам $П_1$, $П_2$ (рис. 92).

Если скорость распространения упругих волн в породе мало отличается от скорости в буровом растворе, первой достигнет приемник прямая волна, распространяющаяся по буровому раствору. В этом случае результат измерений будет характеризовать скорость распространения упругой волны в буровом растворе. Такое явление наблюдается на небольшой глубине, где могут быть встречены пласты с малой скоростью распространения упругих волн, или в случае больших каверн.

При этом на первом и втором приемниках отмечается время первого вступления волны. Время пробега Δt упругой волны на единицу длины и ее скорость v_n определяются по разности времен вступления $t_2 - t_1$.

Как видно на рис. 92, а, часть пути от излучателя до приемника продольная волна к каждому из приемников проходит по буровому раствору и глинистой корке. Эти отрезки пути одинаковы для каждого из приемников, что при вычитании времён вступления обеспечивает влияние скважины при трехэлементном зонде. Влияние скважины возможно в частном случае, когда в интервале между приемниками наблюдается резкое изменение диаметра скважины.

Таким образом, разность путей, проходимых волной от излучателя до первого и второго приемников, равняется длине отрезка $П_1П_2$, т. е. длине базы зонда S . Из этого следует, что скорость распространения упругой волны

$$v_n = S/(t_2 - t_1) \quad (104)$$

или время пробега на единицу длины в трехэлементном зонде

$$\Delta t = 1/v_n = (t_2 - t_1)/S. \quad (105)$$

Скорость, получаемая при акустическом каротаже, называется пластовой или интервальной.

При проведении измерений двухэлементным зондом (см. рис. 92, б) скорость распространения упругих волн и время пробега на единицу длины определяют по времени t от момента возбуждения импульса до прихода первого вступления к приемнику:

$$v_n = S/t. \quad (106)$$

Соответственно,

$$\Delta t = t/S. \quad (107)$$

Как видно на рис. 92, время t , используемое в формулах (106) и (107), включает дополнительное время, связанное с прохождением волны от излучателя по буровому раствору и глинистой корки до породы через глинистую корку и буровой раствор к приемнику. Поэтому при измерении пластовой скорости v_n двухэлементными зондами вносится погрешность, связанная с влиянием скважины, что ограничивает их практическое применение.

На показания акустического каротажа по скорости не оказывают влияние основные свойства бурового раствора (минерализация, удельный вес и др.), что является одним из важных преимуществ метода.

При акустическом каротаже по скорости регистрируются следующие величины: 1) время пробега t (двухэлементный зонд); 2) время пробега Δt (трехэлементный зонд), отнесенное к единице длины (интервальное время, выраженное в мкс/м).

Интервальное время записывается так, чтобы увеличение времени соответствовало отклонению кривой вправо.

Скорость распространения продольных упругих волн в осадочных породах изменяется в широком диапазоне (800—7000 м/с). Наиболее низкими значениями скоростей обладают слабо сцементированные песчано-глинистые породы (зона малых скоростей), высокими — известняки и доломиты. Средняя величина скорости в осадочных породах составляет примерно 2500—4000 м/с.

Основными факторами, влияющими на скорость распространения упругих колебаний в горных породах, является: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью (форма и размер пор играют меньшую роль), степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давлений (эффективное давление) и др. Температура пород и степень минерализации пластовых вод также оказывают влияние на величины скорости, но в меньшей степени. На практике влияние их трудно учитывать.

Наибольший интерес при каротаже представляет зависимость скорости распространения упругих волн от пористости породы.

Экспериментальными исследованиями установлено, что в однородной породе с межзерновой пористостью при достаточно высоких давлениях между скоростью и пористостью пород существует зависимость

$$1/v = (k_n/v_{ж}) - [(1 - k_n)/v_m] \quad (108)$$

или

$$k_n = (\Delta t - \Delta t_m)/(\Delta t_{ж} - \Delta t_m), \quad (109)$$

где v и Δt — скорость и время пробега упругой волны (на единицу длины базы), отсчитанные по диаграмме; v_m и Δt_m — скорость распространения и время пробега упругой волны в минералах, составляющих горную породу; $v_{ж}$ и $\Delta t_{ж}$ — скорость распространения и время пробега упругой волны в жидкости, заполняющей поровое пространство породы.

Выражение (108) получило широкое применение при интерпретации диаграммы акустического каротажа.

Скорость распространения упругих колебаний в воде зависит от минерализации, температуры и давления. С увеличением минерализации воды скорость в ней увеличивается. Например, при увеличении минерализации воды от 0 до 200 г/л NaCl скорость волн при 20° С увеличивается от 1475 до 1700 м/с, т. е. на 18%. При повышении температуры до 70° С наблюдается заметное возрастание скорости распространения упругих волн; дальнейшее увеличение температуры воды мало сказывается на изменении скорости, и наблюдается 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. Например, скорость в песке, полностью насыщенном нефтью, на 15—20% меньше, чем в песке, заполненном водой.

На практике в связи с наличием зоны проникновения в пропонищаемых пластах скорости распространения волн в нефтегазоносных и водоносных пластах различаются несущественно. Поэтому независимо от характера насыщения пропонищаемых пород, вскрываемых скважиной, допускают, что скорость распространения волн в воде $v_{ж}$ составляет 1600 м/с.

С увеличением давления происходит увеличение скорости распространения упругих волн. Так, 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 в пласте. С увеличением 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 (10 МПа). С глубиной разность горного и пластового давлений возрастает, что вызывает увеличение скорости распространения упругих волн. Считают, что формула (109) справедлива для предельной разности давления 10 МПа, соответствующей в общем случае глубинам, превышающим 3000 м.

Увеличение давления вызывает возрастание эффективной поперечной площади контактов между зернами, что влечет за собой увеличение контактной упругости зерен и уменьшение размеров пор. В результате увеличивается скорость распространения упругих волн. Когда под влиянием эффективного давления завершается процесс сближения и переупаковки зерен и обеспечивается взаимный контакт большинства зерен, рост скорости под влиянием давления замедляется. Дальнейший рост скорости будет определяться контактной упругостью зерен. Из экспериментальных данных известно, что закрытие пор в основном заканчивается при достижении давления 100 МПа, а при дальнейшем увеличении давления скорость растет очень медленно.

На величину скорости оказывает влияние также 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 возрастанию скорости. В случае увеличения объемной доли глинистого цемента, обладающего высокой сжимаемостью и пластичностью, наблюдается снижение объемного модуля упругости среды и скорости.

Скорость распространения упругих волн в значительной мере зависит от структуры породы. Например, вертикальные трещины и отдельные каверны мало изменяют скорость в породе, в то время как горизонтальные трещины оказывают приблизительно такое же влияние, как и межзерновая пористость.

§ 10. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО ЗАТУХАНИЮ

Упругие колебания с ультразвуковой частотой (десятки килогерц) сильно поглощаются горной породой и при прохождении через нее заметно ослабляются (затухают).

Поглощение упругих колебаний в породе (затухание) происходит вследствие необратимых процессов преобразования энергии колебаний в тепловую, что приводит к уменьшению амплитуды принимаемых сигналов.

Оценка способности горных пород к поглощению при прохождении через них упругих колебаний производится при помощи акустического каротажа по затуханию.

Затухание обусловлено в основном следующими причинами: поглощением за счет неидеально упругой среды; расхождением энергии во все больший объем среды вследствие расширения фронта волны при ее движении; рассеянием и дифракцией волн на неоднородностях среды и вследствие отражения и преломления на границах сред с различными скоростями распространения колебаний. На величину затухания сильное влияние оказывают глинистость, характер насыщения, трещиноватость и кавернозность пород.

Установлено, что в однородной поглощающей среде убывание амплитуды плоской гармонической волны подчиняется экспоненциальному закону

$$A_x = A_0 e^{-\alpha_{\text{AK}} x}, \quad (110)$$

где A_0 и A_x — соответственно амплитуды волны в некоторой фиксированной точке и на расстоянии x от точки с амплитудой A_0 в мВ.

α_{AK} — амплитудный коэффициент поглощения равен

$$\alpha_{\text{AK}} = \ln (A_0 / A_x) : x. \quad (111)$$

Величина α_{AK} измеряется в м^{-1} .

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 меняется в широких пределах (от 0,05 до 2,5 м^{-1}). Особенно заметное снижение энергии упругих колебаний наблюдается с удалением от излучателя.

Поглощающие свойства горных пород связаны с литологией еще более тесно, чем скорости распространения упругих волн. Интенсивность поглощения породой упругих колебаний зависит также от характера жидкости, заполняющей поровое пространство. В слабо сцементированных нефтеносных и газоносных породах с хорошей пористостью затухание колебаний больше, чем в водоносных. Это особенно заметно в газоносных породах из-за большой разности в скоростях распространения упругих волн в минеральном скелете породы и газе,

заполняющем поровое пространство. Наиболее сильное затухание претерпевают упругие волны в трещиноватых и кавернозных породах. В связи с этим акустический каротаж по затуханию весьма эффективен для изучения разреза скважин.

Для проведения акустического каротажа по затуханию могут быть использованы двухэлементные и трехэлементные зонды. Более благоприятным для этих целей является трехэлементный зонд.

При акустическом каротаже регистрируются следующие величины:

1) амплитуда A колебаний продольной волны, воспринимаемой приемником, в условных единицах, например в милливольтх. В некоторых случаях пользуются относительной амплитудой колебаний — отношением амплитуды A к наибольшему значению амплитуды против опорного пласта $A_{оп}$, т. е. $A/A_{оп}$. За опорный пласт принимается мощный пласт плотных пород с наибольшей амплитудой $A_{оп}$. В трехэлементном зонде может быть определена амплитуда колебаний A_1 продольной волны от ближнего и амплитуда колебаний A_2 продольной волны от дальнего излучателя;

2) ослабление продольной волны, отнесенное к единице длины, амплитудный коэффициент поглощения $\alpha_{ак}$.

При акустическом каротаже по затуханию основной помехой является наличие акустического сопротивления при переходе упругой волны на границах: скважинный прибор — окружающая среда и буровой раствор — порода. Это сопротивление характеризуется сильной изменчивостью и оказывает значительное влияние на величины измерений, которое не поддается учету.

Для приема продольной головной волны в одинаковых условиях в начале записи снаряд акустического каротажа должен быть строго центрирован в скважине или прижат к ее стенке.

Рассмотрим критерии определения литологии некоторых разновидностей пород по данным акустического каротажа.

Песчаники слабо сцементированные обладают наибольшим диапазоном изменения скорости и затухания упругих волн. Скорость для таких песчаников изменяется в пределах 1700—2500 м/с. Еще в более широких пределах в зависимости от сцементированности изменяется величина затухания. Для рабочих частот 20—30 кГц затухание в слабо сцементированных песчаниках определяется значениями 10—0,1 м⁻¹. Для хорошо сцементированных песчаников скорость увеличивается до 2500—4500 м/с, значения затухания снижаются до 2—0,07 м⁻¹.

Глины имеют акустическую характеристику, близкую к характеристике в слабо сцементированных песчаниках: скорость 1500—2500 м/с; затухание 10—0,1 м⁻¹. С уплотнением глин и переходом их в аргиллиты происходит возрастание скорости распространения упругих волн.

При тонком переслаивании песчано-глинистых пород скорость распространения продольных волн заметно снижается.

Известняки характеризуются большим диапазоном колебания скорости — 2300—6000 м/с, что вызвано значительной изменчивостью пористости в известняках. Величины затухания в известняках сравнимы с величинами в сцементированных песчаниках. Исключение составляют особо пористые и кавернозные участки. Наличие глинистого материала в известняках приводит к снижению скоростей.

Мергели характеризуются примерно такими же скоростями и величинами затухания, как плотные хорошо сцементированные песчаники.

Доломиты обладают более стабильной характеристикой по скорости и затуханию. Скорость упругих волн в них 5000—6400 м/с, а коэффициент

затухания, равный $0,1—0,05 \text{ м}^{-1}$, для частот $20—30 \text{ кГц}$ близок к нижнему пределу этой величины для известняков.

Каменная соль характеризуется небольшими колебаниями скоростей продольных волн $4200—4800 \text{ м/с}$ и поперечных — $2400—2600 \text{ м/с}$. Коэффициент затухания несколько меньше, чем в глинах, — $5—0,1 \text{ м}^{-1}$.

Ангидритам соответствует скорость продольных волн $5200—5700 \text{ м/с}$, а скорость поперечных — $2800—3200 \text{ м/с}$. Величины затухания сравнимы с затуханием в каменной соли.

Кристаллические породы в ненарушенном состоянии характеризуются высокими скоростями распространения продольных волн — $3500—7000 \text{ м/с}$. Величины затухания того же порядка, что и в плотных осадочных породах.

При замораживании воды в породе происходит преобразование двухфазной среды в однофазную, содержащую два твердых компонента: вещество скелета породы и лед. Скорость распространения упругих волн во льду достигает 3600 м/с , поэтому скорость в замороженных средах значительная.

Зоны, сопровождаемые интервалами дробления и повышенной трещиноватостью, отмечаются на диаграммах АК аномально низкой интервальной скоростью (высоким интервальным временем) и высоким затуханием. Однако такая же характеристика соответствует и нефтегазоносным пластам.

Сопоставление акустических разрезов по соседним скважинам в комплексе с другими геофизическими материалами дает дополнительный материал для однозначного решения вопроса о природе коллекторов и характере их насыщения.

Из изложенного следует, что значения скоростей распространения упругих волн и величины затухания зависят от многих факторов. Эти величины, будучи вычисленными по теоретическим формулам с подстановкой значений упругих постоянных, определенных по извлеченным из скважин образцам горных пород, обычно не совпадают со скоростями, определенными для данных пород по замерам акустического каротажа в условиях естественного залегания.

Одной из основных задач акустического каротажа является изучение связи между геологическими и упругими свойствами пород для уточнения геологического разреза скважины, коллекторских параметров и характера их насыщения.

§ 11. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

Одним из важных направлений применения акустического каротажа является контроль цементации обсадных колонн.

В зацементированных скважинах схема прохождения упругих волн сильно усложняется. В них наблюдаются волны, идущие по обсадной колонне, по цементному кольцу и по породе (рис. 93).

Контроль цементации обсадных колонн производится с помощью серийно выпускаемой аппаратуры АКЦ-1 и термостойкого варианта ее АКЦ-2. Указанная аппаратура содержит двухэлементный зонд и позволяет регистрировать три кривых: A_k — амплитуда волны в колонне; A_n — амплитуда волны в породе и T_n — время вступления волны.

В зависимости от наличия цементного кольца и от степени связи цемента с породой и колонной изменяются амплитуды колебаний упругих волн, распространяющихся в колонне, породе и цементе. В обсаженной скважине большую роль играет продольная волна, распространяющаяся по обсадной трубе. Энергия этой волны сильно зависит от того, зацементирована колонна обсадных труб или нет.

При акустическом каротаже цементного кольца измеряют амплитуду преломленной волны, распространяющейся по обсадной колонне, а также время распространения упругих колебаний.

Отсутствие сцепления обсадной колонны с цементом или отсутствие цемента за колонной будет выражаться максимальной амплитудой колебания волны, идущей по колонне (рис. 94, а). При соответствующей методике акустического каротажа по затуханию это отметится максимальным отклонением амплитуды волн в колонне.

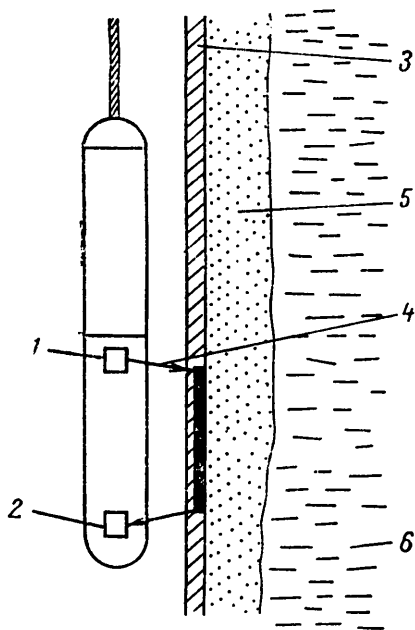


Рис. 93. Схема установки амплитудного акустического каротажа.

1 — датчик; 2 — присмник; 3 — обсадная колонна; 4 — путь прохождения звукового импульса; 5 — цементное кольцо; 6 — порода

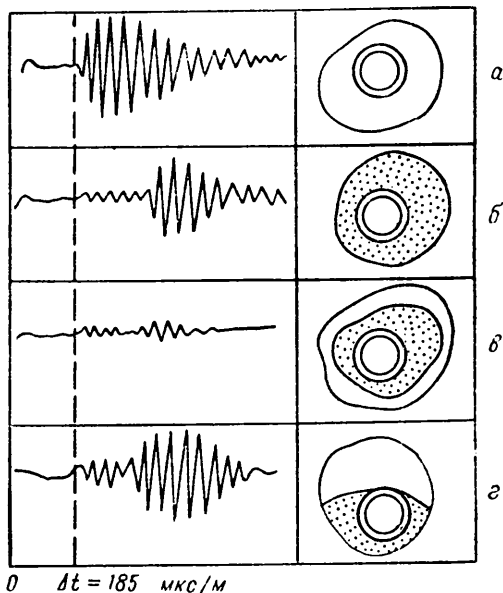


Рис. 94. Волновая картина, наблюдаемая при возбуждении упругих колебаний в модели обсаженной скважины.

а — колонна не зацементирована; б — колонна зацементирована, цементное кольцо тесно связано с колонной и породой; в — то же, но цементное кольцо не связано с породой; г — колонна плохо связана с цементом

Показания при акустическом каротаже по скорости будут постоянными, соответствующими скорости распространения упругой волны по стали (5400 м/с).

При наличии цементного кольца, сцепленного с колонной и породой, упругие колебания в колонне быстро затухают, так как значительная часть энергии тратится на возбуждение колебаний в цементном кольце и прилегающей к нему породе. Амплитуда колебания в колонне снижается до уровня шумов (рис. 94, б и в). Амплитуда волн в колонне при акустическом каротаже по затуханию будет отмечаться малыми величинами.

При акустическом каротаже по скорости головная волна, идущая в колонне, не будет отмечаться приемником и показания будут соответствовать скорости в породе и цементе.

Если скорость распространения упругих волн в породе равна скорости в обсадной трубе или выше нее, то по амплитудным записям без сопоставления с кривыми времени распространения упругих колебаний невозможно судить о характере сцепления.

При наличии цементного кольца, сцепленного с колонной, и отсутствии связи между породой и цементом значительная часть энергии тратится на возбуждение колебаний в цементном кольце, упругие колебания в колонне быстро затухают (см. рис. 94, в). При акустическом каротаже по скорости головная волна, идущая по колонне, не будет отмечена приемником. Экспериментальными работами установлено, что по величине амплитуды колебаний головной волны, поступающей из колонны, возможно судить о качестве сцепления цементного кольца со стенками колонны.

Наличие вертикальных и горизонтальных каналов в цементном кольце приводит к уменьшению коэффициента затухания и, следовательно, к увеличению амплитуды волны. Приблизительно такой же эффект наблюдается при эксцентричном цементном кольце, когда на участке эксцентрично расположенной колонны сплошность цементного кольца нарушена (рис. 94, г).

В общем случае с увеличением толщины цементного кольца до 20—25 мм коэффициент затухания растет и амплитуда регистрируемых волн, распространяющихся в колонне, уменьшается. Такой же эффект наблюдается по мере затвердевания цемента в связи с возрастанием доли упругой энергии, поглощаемой цементом.

Таким образом, по данным акустического каротажа цементного кольца можно

Рис. 95. Схематическая диаграмма АК цементного кольца.

1 — выделение муфт колонны на кривой;
2 — изменения амплитуды волны по колонне

получить весьма ценные данные о качестве цементирования обсадных колонн.

Количественная интерпретация диаграмм АК цементного кольца осложняется трудностями изготовления аппаратуры со стабильными характеристиками излучателей и приемников, ненадежностью центрирования глубинного снаряда и сложностью волновой картины в обсаженной скважине.

Качественная интерпретация облегчается тем, что величина регистрируемой амплитуды головной волны в незацементированной колонне мало изменяется с глубиной.

На рис. 95 дана схематическая диаграмма АК цементного кольца для различных условий цементации обсадной колонны. В правой части рисунка изображена кривая амплитуды волны, распространяющейся по обсадной трубе. Большие амплитуды соответствуют участкам свободной колонны; малые — интервалам с хорошим сцеплением цементного кольца, промежуточные значения амплитуды характерны для участков с нарушением цементного кольца, наличием в цементном камне каверн и каналов, заполненных флюидом.

В левой части рис. 95 приведен график времени распространения упругих волн по обсадной колонне, характеризующий распространение импульсов на данной базе в обсадной трубе.

§ 12. ФОРМА КРИВОЙ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ КАРТАЖЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ

При акустическом каротаже измеряется скорость распространения упругих волн в породе в интервале базы зонда. Породы, залегающие за пределами базы, не влияют на измеряемые величины.

Рассмотрим форму кривых АК для одиночных пластов различной мощности, размещенных в однородной вмещающей среде. Кривые получены для трехэлементного зонда, точка записи отнесена к середине его базы S . В качестве характерных точек на кривой принимают точки отхода (точки у основания аномалии),

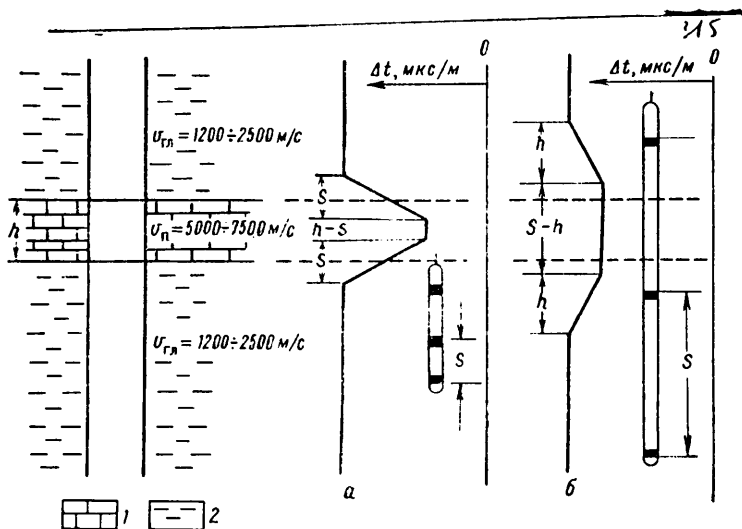


Рис. 96. Кривые интервального времени Δt для пластов различной мощности.

a — мощный пласт ($h > S$); b — тонкий пласт ($h < S$); 1 — известняк; 2 — глина

максимума или минимума и точки перегиба. В целом при акустическом каротаже пласт в однородной среде отмечается симметричным максимумом или минимумом.

Мощный пласт (мощность пласта h больше длины базы трехэлементного зонда S) характеризуется симметричной аномалией. Ширина аномалии между точками отхода 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 (серединами наклонных линий) соответствует мощности пласта. Вертикальный участок характеризует истинное время пробега волны. Для пласта с пониженной скоростью аномалия времени Δt будет положительной (рис. 96, a).

Тонкий пласт (мощность пласта равна или меньше базы зонда) в однородной толще характеризуется симметричной аномалией против него. Если мощность пласта $h = S$ значение времени в максимуме (минимуме) дает представление об истинной скорости пласта. Границы пластов, в которых

скорости различны, отмечаются средними значениями скоростей против пласта и вмещающей среды.

Для тонких пластов, мощность которых меньше длины зонда ($h < S$), измеренная скорость v меньше скорости v_n в пласте. Скорость v в этом случае приблизительно равна

$$v = h/v_n + (S - h)/v_{\text{вм}}, \quad (112)$$

где $v_{\text{вм}}$ — скорость во вмещающих породах.

Ширина аномалии между точками отхода равна $h + S$.

Расстояние между точками на уровне середин наклонных кривых равно длине базы зонда (рис. 96, б).

Фактические кривые акустического каротажа

На рис. 97 иллюстрируется пример расчленения терригенно-карбонатного разреза по кривой АК по скорости (время пробега волны Δt). Как видно по диаграмме, наименьшими скоростями распространения упругих волн (большими значениями Δt) обладают глины. Чистые неглинистые малопористые известняки

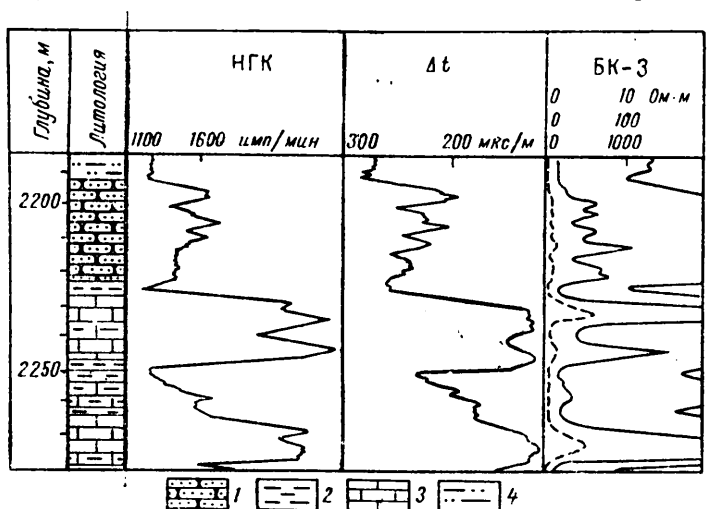


Рис. 97. Пример расчленения терригенно-карбонатного разреза по данным акустического каротажа, сопоставленный с кривыми НГК и БК-3. $d_c = 146,5$ мм; $\rho_p = 0,02$ Ом·м; $t = 100^\circ$ С
1 — песчаник; 2 — глина; 3 — карбонатные породы; 4 — глина песчаная

отмечаются наибольшими скоростями распространения упругих волн (наименьшими значениями Δt). Песчаники, обладающие большой пористостью, занимают промежуточное положение. Присутствие глинистого материала в породе снижает скорость распространения упругой волны.

Сравнивая кривые интервального времени Δt и НГК, легко заметить хорошее совпадение конфигурации кривых, полученных разными методами. Это объясняется тем, что на показания АК по скорости и НГК пористость и глинистость породы оказывают наибольшее влияние.

При АК по затуханию обычно регистрируются две кривые: $A/A_{оп}$ и $\alpha_{АК}$. Запись кривых производится таким образом, что отклонение кривой $A/A_{оп}$ влево, а кривой $\alpha_{АК}$ вправо указывает на ослабление амплитуды.

Из литологических факторов основное влияние на амплитуды упругих волн оказывает глинистость пород. Против глин регистрируются малые амплитуды и большие времена прихода упругих волн. Это объясняется их большой пористостью и слабой связанностью частиц. Глинистые пласты отмечаются максимумом на кривой $\alpha_{АК}$ и минимумом на кривой $A/A_{оп}$. Против них удобно проводить опорные линии.

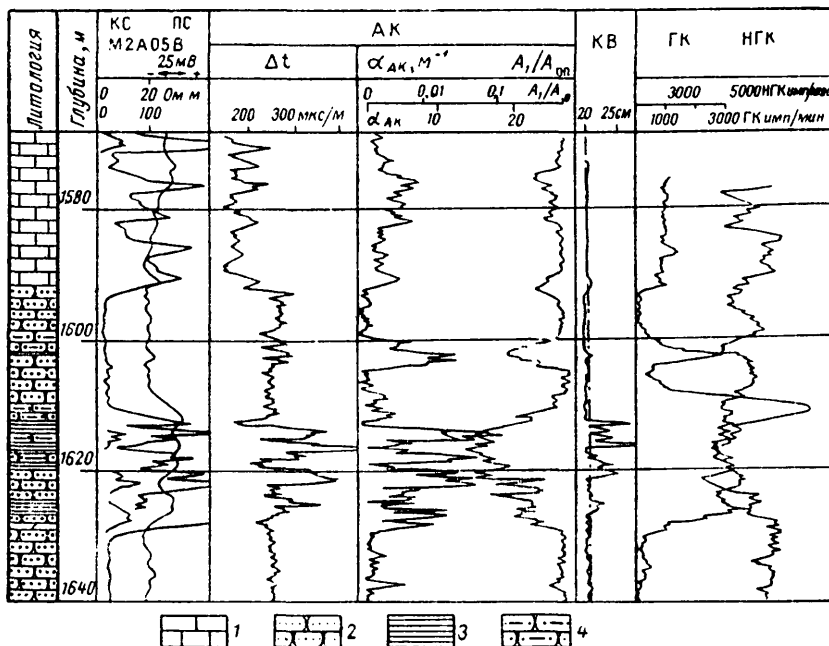


Рис 98. Влияние глинистости пород на затухание упругих волн.

1 — известняк; 2 — песчаник; 3 — глины; 4 — глинистый песчаник

На рис. 98 дан пример влияния глинистости пород на затухание упругих волн. Наличие глинистого материала как в карбонатных, так и в песчаных породах приводит к заметному затуханию упругих волн. Соответственно амплитудная кривая A и кривая эффективного ослабления $\alpha_{АК}$ коррелируются с кривой ГК. Пропорционально увеличению глинистости пород наблюдается также увеличение интервального времени распространения волн Δt в породах. Максимальное ослабление амплитуд продольной и поперечной головных волн происходит против каверн в размытых глинистых пластах (1610—1622 м). Эти интервалы исключаются при интерпретации диаграмм акустического каротажа.

Трещинные, кавернозные и трещинно-кавернозные коллекторы выделяются среди гранулярных неглинистых пород так же, как и глинистые, по значительному уменьшению амплитуд A и увеличению эффективного ослабления $\alpha_{АК}$, величина которого возрастает с увеличением трещиноватости и кавернозности.

На рис. 99 дан пример выделения и оценки трещинно-кавернозных 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 2703—2765 м составляет 12—65%). Размер каверн до 2—4 мм, единичные

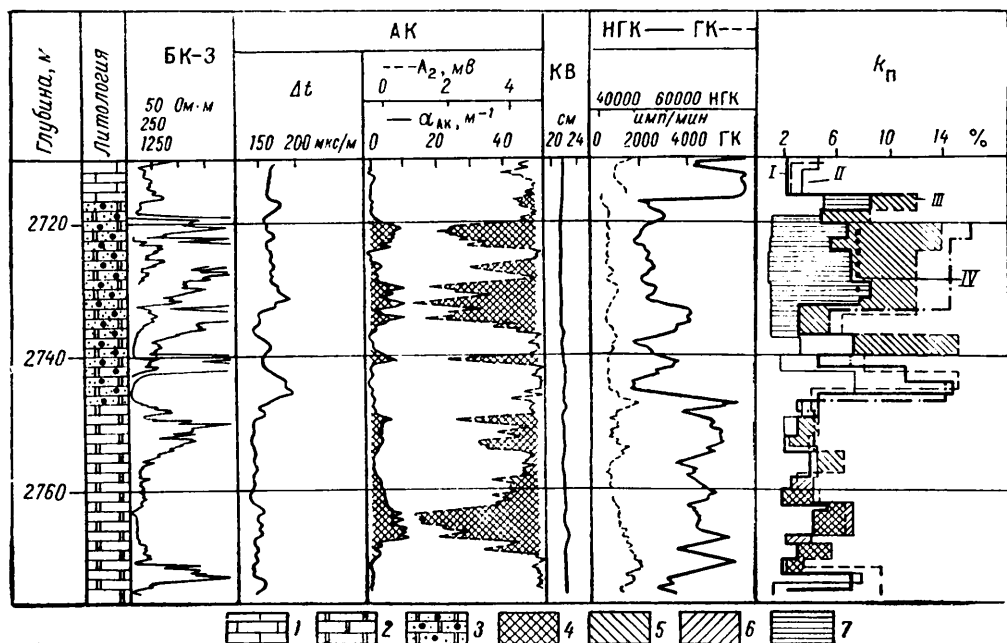


Рис. 99. Выделение и оценка трещинно-кавернозных коллекторов по комплексу данных АК, НГК и БК.

I—III — пористость пород, вычисленная соответственно по данным АК, НГК, БК для гранулярных коллекторов; IV — суммарная пористость по керну: 1 — известняк; 2 — доломит; 3 — доломит нефтенасыщенный; 4 — трещинно-кавернозные зоны; 5 — кавернозные зоны; 6 — трещиноватые зоны; 7 — нефтенасыщенные интервалы

каверны достигают 10—15 мм. Первичные (гранулярные) 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 проводимостью по сравнению с такими же по объему межзерновыми порами, поэтому пористость трещиноватой породы, определенная по сопротивлению, является завышенной. На скорость распространения упругих волн вертикальные трещины и отдельные каверны оказывают малое влияние, следовательно, пористость, определенная этим методом, является заниженной, пористость, определенная по НГК, не зависит от структуры порового пространства.)

Чтобы отличить трещиновато-кавернозные зоны от заглинизированных и количественно интерпретировать диаграммы акустического каротажа, привлекают также данные электрического каротажа (КС и ПС), диаграммы гамма-каротажа (ГК) и другие (см. § 30).

На рис. 100 дан пример использования акустического каротажа для контроля качества цементации в обсаженной скважине. Бурение скважины было приостановлено, так как в затрубном пространстве скапливался газ. Для определения состояния цементного кольца в скважине были проведены исследования акустическим методом. Измерения проводились перед повторным цементацией и после него. Измерения перед повторным цементацией показали, что сцепление цемента со стенками колонны почти по всему стволу плохое, за исключением некоторых небольших участков, где цементогамма акустического каротажа характеризуется минимальными значениями, указывающими на хорошее сцепление цемента с колонной. Дополнительная закладка цемента в затрубное пространство производилась через перфорационные отверстия на глубине 962—964 м. По истечении двух суток после закладки цемента были выполнены повторные измерения акустическим каротажом. По повторно зарегистрированным цементогаммам можно проследить, что в интервалах 909—926 и 953—975 м в результате дополнительной закладки цемента образовалось плотное сцепление между колонной и цементным кольцом. Выше этих интервалов цементогаммы до и после повторной заливки цемента в основном повторяются. Это объясняется заполнением пространства между цементным кольцом и стенками колонны тяжелым буровым раствором, преграждающим путь для подъема цемента выше указанных интервалов. На интервале 926—953 м сцепление цемента с колонной также отсутствует, что, возможно, связано с наличием газа, выделившегося из пласта в момент твердения цементного раствора. Движению газа в верхние горизонты препятствовала плотная цементная пробка, образовавшаяся в интервале 909—926 м. В результате перекрытия газоподного пласта вторичной заливкой цемента давление газа в затрубном пространстве резко снизилось.

При наличии в растворе газа акустическая связь излучателя и приемников с окружающей средой ненадежна.

Материалы акустического каротажа в обсаженных скважинах позволяют утверждать, что очень часто некачественный цементаж обусловлен плохим

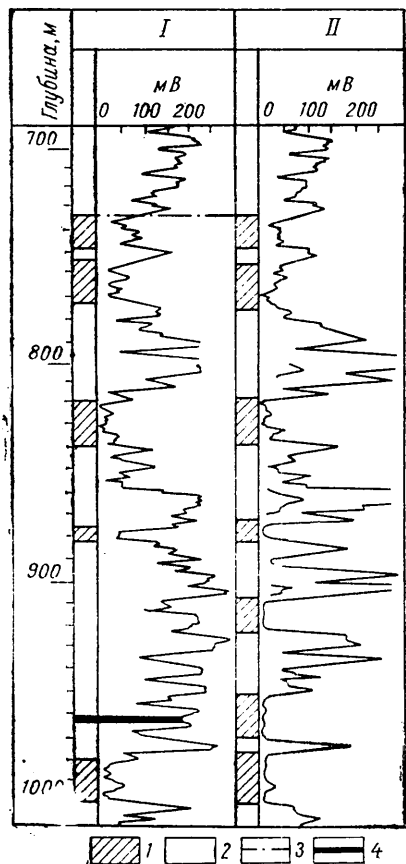


Рис. 100. Сопоставление диаграмм изменения амплитуды волны АК по колонне до (I) и после (II) исправления цементного кольца.

1 — хорошее сцепление цемента с колонной; 2 — плохое сцепление цемента с колонной; 3 — отбивка уровня подъема цемента; 4 — глубина дополнительной закладки цемента

сцеплением цемента с колонной, в результате чего или обводняется продуктивный пласт или в бурящейся скважине в затрубном пространстве скапливается газ.

Обязательным условием для проведения акустического каротажа по скорости и затуханию является заполнение скважин жидкостью, не насыщенной газом. Этим обеспечивается надежная акустическая связь излучателей и приемников с окружающей средой.

Выбор зонда

Расстояние между приемниками (длина базы 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 выбрана меньше мощности h самого тонкого из интересующих нас слоев. В противном случае в зависимости от отношения S/h можно наблюдать искажение кривой скорости (или времени Δt). Однако при этом надо учитывать, что уменьшение базы ведет к снижению точности измерения и производительности работ.

Очень важным является также выбор длины зонда L , т. е. расстояния от излучателя до первого приемника. Минимальная длина зонда определяется необходимостью регистрации первых вступлений головной волны, проходящей по породам, а не по буровому раствору.

В результате воздействия бурового раствора и механических усилий долота в прискважинной части пласта могут возникнуть зоны искусственного разрушения породы. В нарушенной части пласта скорость распространения упругих колебаний будет меньше скорости распространения упругих волн в неизменной части пласта. Указанный эффект особенно заметен в глинах. Снижение скорости в радиальном направлении объясняется изменением механических напряжений в горной породе и электрохимическими процессами, происходящими под воздействием бурового раствора. Это же явление наблюдается при проникновении фильтра бурового раствора в нефтегазоносный и, особенно, в газоносный пласт.

Наличие пузырьков газа в жидкости, заполняющей скважину, вызывает резкое сокращение сигнала вплоть до полного исчезновения регистрируемых сигналов. Подобные интервалы выделяются без особого труда.

При исследовании разреза скважины акустическим каротажем длина зонда должна быть выбрана с таким расчетом, чтобы зона нарушения как можно меньше влияла на результаты определения скорости в неизменной части пласта. Это достигается выполнением условия [26]

$$L_{\min} = 2r \sqrt{(v_n + v_p)/(v_n - v_p)}, \quad (113)$$

где $L_{\min}$ — наименьшая длина зонда (расстояние от излучателя до приемника); r — расстояние от рабочей поверхности элемента зонда до внешней границы зоны разрушения; v_n и v_p — скорости распространения упругих колебаний в породе и зоне разрушения.

Если считать, что скорость распространения упругой волны в зоне разрушения и буровом растворе равна 1600 м/с, радиус зоны разрушения r при зонде, прижатом к стенке скважины, 0,5 м, то длина зонда при $v_n = 6000 \div 2000$ м/с должна быть равна 1,25 м; при меньших значениях v_n (в глинистых породах) возможно влияние зоны разрушения.

Применение снаряда с большей длиной зонда вызывает уменьшение разрешающей способности каротажа, снижение дифференцированности кривой.

Выбор расстояний от излучателя до приемника и между приемниками должен быть согласован с мощностью источника для обеспечения уверенного выделения первого вступления преломленных волн и точности приема сигналов, поступающих от ближнего и дальнего излучателей.

На практике часто находят применение следующие трехэлементные зонды: $П1,25И_1,0,75И_2$, эквивалентные зондам $И1,25П_1,0,75П_2$ (расстояние между элементами выражено в м).

§ 13. ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

В настоящее время определились следующие основные направления применения акустического каротажа: 1) определение коллекторских свойств, главным образом пористости пород, вскрываемых скважиной; 2) выделение зон трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе; 3) оценка литологии пород; 4) определение средних и пластовых скоростей для интерпретации данных сейсморазведки; 5) контроль технического состояния скважин (высоты подъема цементного кольца в затрубном пространстве и качества цементации скважин).

Данные акустического каротажа в комплексе с диаграммами других видов каротажа способствуют выделению нефтегазоносных пород. Это возможно в коллекторах с хорошей пористостью при неглубоком проникновении фильтра бурового раствора в пласт.

Важной областью применения акустического каротажа является оценка пористости. Затухание упругих волн более чувствительно к изменению пористости и трещиноватости пород, степени их насыщенности, смене типа флюида.

По результатам исследования разреза скважины акустическим каротажом можно найти средние пластовые скорости по всему разрезу и построить вертикальный годограф. Средние пластовые скорости, вычисленные по диаграммам акустического каротажа, совпадают с данными обычных сейсмических измерений; получаемые расхождения не превышают $\pm 5\%$ (пределы точности замера прибором). Благодаря этому диаграммы акустического каротажа могут быть использованы для анализа сейсмограмм и выделения отражающих горизонтов. (Обычно наблюдается тесная связь между отражением, зарегистрированным на сейсмической ленте, и резкими отклонениями сейсмических скоростей от средних значений на диаграмме акустического каротажа.)

Располагая диаграммами акустического каротажа, можно сократить объем экспериментальных сейсмических исследований, выполняемых в районе проведения сейсморазведочных работ для выделения отражающих горизонтов и оценки качества отражений.

Глава IV

ДРУГИЕ ВИДЫ КАРОТАЖА

§ 14. ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

Температурные измерения в обсаженных и необсаженных скважинах, проводимые для изучения разреза скважин, известны в геофизической литературе под названием термокартаж.

Термокартаж

Тепловые свойства различных по литологии горных пород не одинаковы.

Основными тепловыми параметрами пород являются: удельная теплопроводность λ_i , или тепловое сопротивление породы $\xi = 1/\lambda_i$, удельная теплоемкость c_i и температуропроводность породы a_i .

Под удельной теплопроводностью λ_t понимается свойство среды передавать тепло.

Теплопроводность λ_t показывает поток тепла в ваттах или килокалориях в единицу времени через породу сечением 1 м^2 , высотой 1 м при разности температур 1 К или 1° С и выражается в $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ или $\text{ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м} \cdot ^\circ \text{С})$. В промышленной геофизике обычно пользуются величиной, обратной теплопроводности, — тепловым сопротивлением породы ξ , выражающимся в $\text{м} \cdot \text{К}/\text{Вт}$ или $\text{м} \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{С}/\text{ккал}$.

Многочисленными исследованиями тепловых свойств горных пород установлено, что тепловое сопротивление понижается с увеличением плотности пород. Поэтому изверженные и метаморфические породы имеют меньшее тепловое сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые и, главным образом, глинистые отложения. С глубиной плотность горных пород закономерно возрастает, что ведет к уменьшению в этом направлении теплового сопротивления и геотермического градиента.

Тепловое сопротивление зависит также от слоистости горных пород, а именно: в направлении, перпендикулярном напластованию, тепловое сопротивление выше, чем в направлении напластования. Это явление известно под названием *тепловой анизотропии*.

Понижение теплового сопротивления по напластованию связано с циркуляцией вод в этом направлении и с возникающим в результате дополнительным переносом тепла — *конвекцией*. Этим же объясняется повышение геотермического градиента над сводами складок, содержащих мощные пакки проницаемых пород, в которых циркулирует вода.

Под удельной теплоемкостью понимают количество тепла в Дж или в ккал, необходимое для нагрева 1 кг данного вещества на 1 К или 1° С , и выражают в $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ или в $^\circ \text{С}$.

Температуропроводность a_t выражает изменение температуры единицы объема породы за единицу времени, т. е. характеризует скорость распространения изменений температуры по пласту, и выражается в $\text{м}^2/\text{с}$.

Различают несколько методов термокаротажа: по тепловому сопротивлению, по температуропроводности, по эффекту охлаждения.

Термокартаж по тепловому сопротивлению

При этом методе измерение температуры производят в скважинах с установившимся тепловым режимом¹.

В результате многочисленных наблюдений определено, что температура первых $10\text{—}30 \text{ м}$ земной коры подвержена периодическим (суточным и годовым) колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения. Ниже этой границы с увеличением глубины скважин наблюдается постепенное возрастание температуры. Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется так называемым *геотермическим градиентом* Γ .

За величину геотермического градиента в практической работе принимают изменения температуры земли в градусах Цельсия на 100 м глубины, рассчитывают градиент по формуле

$$\Gamma_{100} = 100(t_2 - t_1)/(h_2 - h_1), \quad (114)$$

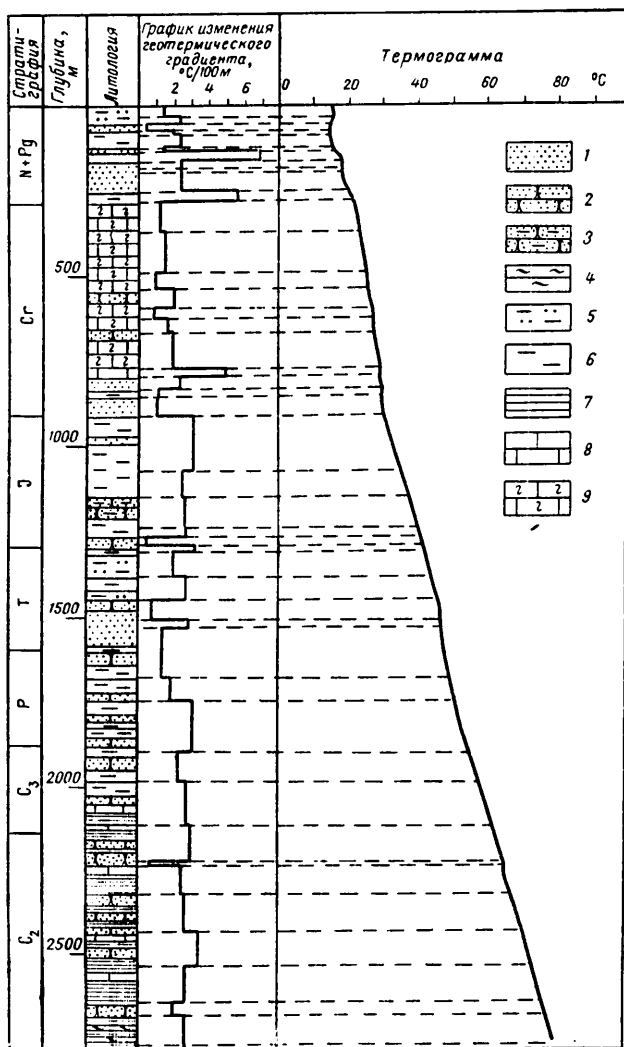
где t_1 и t_2 — температуры пород, замеренные на глубинах h_1 и h_2 , в $^\circ \text{С}$.

¹ Установившийся тепловой режим в скважине наступает по истечении времени, достаточного для восприятия жидкостью, заполняющей ствол скважины, естественной температуры пластов. Установившемуся тепловому режиму предшествует тепловой режим неуставившийся, когда между жидкостью скважины и породами происходит теплообмен.

Для характеристики прироста температур с глубиной пользуются часто обратной величиной — геотермической ступенью G , указывающей на разность глубин, которая соответствует изменению температуры на 1°C .

Рис. 101. График изменения геотермического градиента по одной из скважин в центральной части Днепровско-Донецкой впадины.

1 — песок; 2 — песчаник; 3 — глинистый песчаник; 4 — алевролит; 5 — глина; 6 — известняк; 7 — аргиллит; 8 — известняк; 9 — песчаный мел



Для расчета G (м/К или м/°C) пользуются формулой

$$G = (h_2 - h_1) / (t_2 - t_1). \quad (115)$$

Геотермический градиент $\Gamma = q_l \varepsilon$ пропорционален тепловому сопротивлению породы ε , отражающему литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин (q_l — плотность теплового потока). Этим объясняется изменение значений геотермического градиента при пересечении скважиной

различных пород, которое отмечается изменением угла наклона термограммы по отношению к вертикали. При постоянной q_t диаграммы геотермического градиента можно рассматривать как диаграммы теплового сопротивления или обратной величины — теплопроводности.

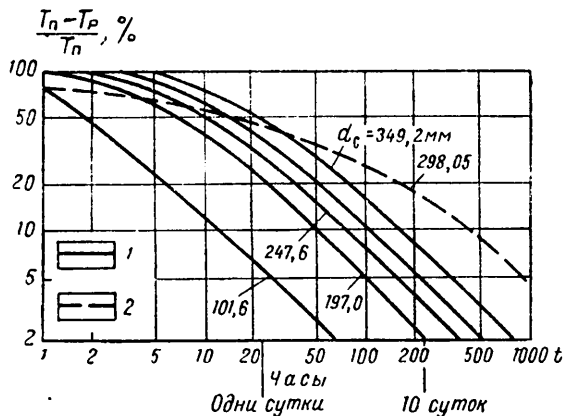


Рис. 102. График зависимости разности температур породы T_p и раствора T_r (в % от T_p) от времени нахождения скважины в покое.

1 — кривые рассчитаны В. И. Дахновым и Д. И. Дьяконовым; 2 — кривая получена Н. К. Кухаренко по результатам измерений в скважинах

Естественную температуру пластов (значений геотермической ступени и геотермического градиента) определяют в скважинах с установившимся тепловым режимом (простоявших без циркуляции не менее 10 сут).

На рис. 101 приведены геотермограмма и график изменения геотермического градиента по одной из скважин центральной части Днепровско-Донецкой впадины. Из рисунка видно, что горные породы в зависимости от литологии различаются по величине геотермического градиента и геотермической ступени. В зависимости от литологического состава пород значения геотермического градиента варьируют от 0,2 до $7^\circ \text{C}/100 \text{ м}$.

По величине геотермического градиента можно судить об удельном тепловом сопротивлении, а следовательно, и о литологии пластов.

Таблица 7

Территория	Средняя температура на глубине 1000 м, $^\circ \text{C}$	Средние в интервале 100—1000 м	
		геотермическая ступень, $\text{м}/^\circ \text{C}$	геотермический градиент, $^\circ \text{C}/100 \text{ м}$
Восточное Предкавказье			
Грозненский р-н	90,7	12,0	8,3
Центральное Предкавказье (Ставропольское поднятие)	62,5	19,0	5,3
Западное Предкавказье (Майкопский р-н)	50,4	25,1	4,0
Апшеронский п-ов	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
Башкирская АССР	18,4	82,6	1,2
Белорусская ССР	23,4	86,5	1,2
Камское Приуралье	17,4	88,2	1,1

На рис. 102 показаны кривые, характеризующие время, в течение которого скважина, находящаяся в покое (без циркуляции и перемешивания), воспринимает температуру окружающих пород.

Геотермическая ступень для различных районов меняется в широких пределах (табл. 7).

Термокаротаж по температуропроводности

Основным условием проведения термокаротажа по методу искусственного теплового поля является наличие в скважине неустановившегося теплового режима.

После прекращения циркуляции глинистый раствор, заполняющий скважину, воспринимает температуру окружающей среды (естественную температуру пласта). В связи с тем, что различные горные породы обладают разной температуропроводностью, скорость восприятия глинистым раствором температуры окружающих пластов для этих пород будет неодинаковой.

Известно, что пески обладают большей температуропроводностью, чем глины. Поэтому в зависимости от температуры жидкости в скважине песчаный пласт отметится повышением (температура жидкости ниже естественной температуры пласта) или понижением температуры (температура жидкости выше температуры пласта). По полученным температурным кривым удастся выделить пласты с большей или меньшей температуропроводностью.

Температура глинистого раствора может превышать температуру окружающих пород в верхних слоях земной коры и оставаться ниже ее в нижних слоях, имеющих более высокую температуру. Естественно, что на некоторой глубине температуры глинистого раствора и окружающих пород окажутся равными (точка температурного равновесия). При двух—трехкратном измерении температуры в скважине точка температурного равновесия фиксируется пересечением кривых (рис. 103).

Примерное местоположение точки температурного равновесия определяют по величине амплитуды температурной аномалии и знаку. Вблизи точки температурного равновесия наблюдается уменьшение амплитуды аномалии. Выше точки температурного равновесия происходит остывание раствора и пласт с высокой температуропроводностью отмечается отрицательной температурной аномалией, а ниже этой точки такой же пласт отмечается положительной аномалией.

Более точные результаты получаются, когда температура жидкости в скважине значительно отличается от температуры окружающих пород (10—20° С) и является однородной по стволу скважины.

Нарастание амплитуд температурных аномалий наблюдается при перемещении вверх и вниз от точки температурного равновесия.

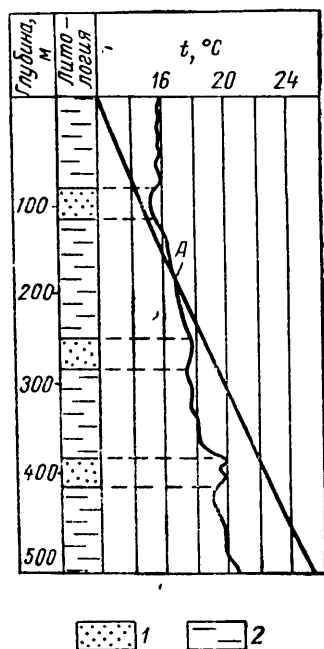


Рис. 103. Определение точки равенства температур глинистого раствора и среды, окружающей скважину.

А — точка температурного равновесия. 1 — пески; 2 — глины

Термокаротаж по тепловому сопротивлению и температуропроводности можно проводить как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах.

Термокаротаж по эффекту охлаждения

Газ, находящийся в пласте под большим давлением, при истечении в скважину расширяется, что ведет к заметному его охлаждению. В результате происходит снижение температуры на контакте глинистого раствора и пласта. Это явление носит название *эффекта охлаждения* (кулинг-эффект) и способствует выделению нефтегазоносных пластов в разрезе по термограмме.

Опытным путем установлено, что интенсивность эффекта охлаждения связана не с количеством выходящего газа, а с перепадом давления в продуктивном пласте. Поэтому небольшие количества газа могут давать большие аномалии охлаждения, в то время как высокодебитные и хорошо проницаемые газовые пласты с малым перепадом давления характеризуются малым эффектом охлаждения.

Результаты геотермических исследований представляются в виде диаграммы температур вдоль ствола скважины с прилагаемой к ней объяснительной запиской. В записке указывается следующее: назначение проведенных замеров; характер подготовки скважины; продолжительность циркуляции раствора в скважине (продолжительность промывки) перед замером; время нахождения скважины в покое до замера (при определении температуры и геотермической ступени); температура входящего и выходящего растворов в процессе циркуляции жидкости (промывки скважины); состояние скважины при замере (спокойное, переливание, газирование); находилась ли скважина в бурении, в консервации или после изоляционных работ; данные о поглощающих или отдающих пластах и глубины их залегания; сведения о конструкции скважины и др.

Температурные измерения для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии

Описанные методы термокаротажа до настоящего времени не получили широкого распространения. Термокаротаж по тепловому сопротивлению, который осуществим лишь в скважинах с установившимся тепловым режимом, длительно простаивающих (законсервированных), проводится лишь для геотермических исследований — определения геотермического градиента. Обычно такие измерения проводятся в двух-трех скважинах для каждого района.

Для проведения термокаротажа по температуропроводности пород требуется длительное время простаивания скважины, а получаемые результаты из-за низкой чувствительности обычных электрических термометров не являются достаточно полными для изучения разреза скважин.

Положение значительно меняется с разработкой высокочувствительных электрических термометров на полупроводниках, в том числе дифференциальных.

В электрических термометрах на полупроводниках проволоочное сопротивление заменяется полупроводниковым элементом, который имеет ряд преимуществ. Этот элемент обладает большей чувствительностью по сравнению с проволоочным сопротивлением. Его сравнительно небольшая масса способствует снижению инерционности термометра (отставания температуры по времени) при регистрации температуры и позволяет вести каротаж со скоростью до 2000 м/ч.

Использование двух полупроводниковых элементов на малом расстоянии друг от друга и регистрации на поверхности разницы в показаниях этих элементов раскрыли новые возможности определения малейших температурных изменений в скважине.

На основании температурных измерений в скважине в настоящее время определяют местоположение продуктивного пласта, газо-нефтяного контакта, потери циркуляции в бурящейся скважине, глубину нахождения цемента, закачанного под давлением, зон гидроразрыва и др.

Рассмотрим некоторые из наиболее характерных примеров.

Определение местоположения продуктивного пласта. На рис. 104, а дан пример определения местоположения продуктивного пласта. Кривая *I* была получена во время фонтанирования, которое длилось несколько часов. Из этой кривой следует, что подошва продуктивного пласта находится на глубине 1055 м. Кривая *II* сделана 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 кулинг-эффекту нефть и газ снизили температуру в стволе скважины на 1° С и более выше места поступления в скважину нефти и газа. На второй кривой отмечено, что после остановки фонтанирования температура над продуктивной зоной возросла, температурная аномалия против продуктивного пласта обозначилась четко.

Определение газо-нефтяного контакта. Согласно обычной температурной кривой, зарегистрированной в необсаженной скважине (кривая *III*, рис. 104, б), можно предположить, что газовый горизонт находится приблизительно на глубине 1550—1600 м.

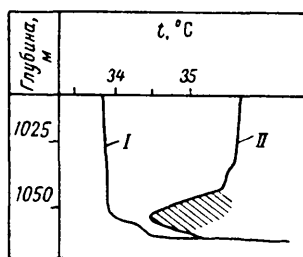
Кривые *I* и *II*, выполненные дифференциальным термометром, уточнили положение контакта газ — нефть. Они фиксируют газопродуктивную зону и на глубине 1580 м.

Определение места потери циркуляции в бурящейся скважине. На обычной термограмме рис. 104, в зафиксирована зона потери циркуляции на глубине 2630 м. Ниже этого интервала фиксируется зона нормального геотермического градиента.

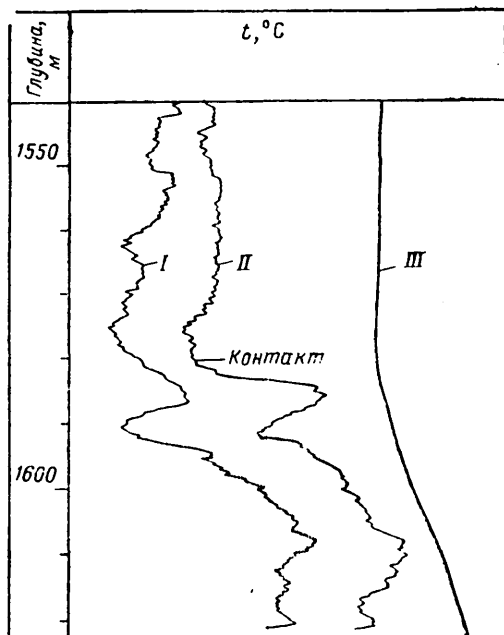
Определение глубины закачанного под давлением цемента. Количество цемента, закачиваемого под давлением в перфорационные отверстия, мало и не вызывает повышения температуры в обсадной колонне, достаточного для регистрации обычными термометрами. Значительно лучшие результаты получаются при помощи дифференциального термометра.

Решение этой задачи при помощи дифференциального термометра показано на рис. 104, г. Термограммы, записанные дифференциальным 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.

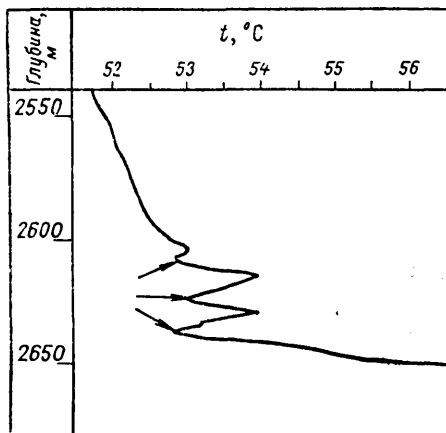
Определение зон гидроразрыва. Для определения местоположения зон гидроразрыва при помощи температурных измерений соблюдается установленная последовательность в проведении работ: 1) проводится два температурных замера до гидроразрыва и после; температура рабочей жидкости должна существенно отличаться от температуры в зоне проведения гидроразрыва (выше или ниже); 2) повторный замер должен проводиться по истечении некоторого оптимального времени (несколько часов) после проведения гидроразрыва; замер должен проводиться при статическом состоянии жидкости, перемещение



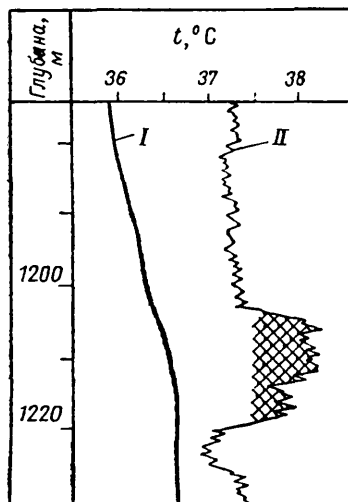
а



б



в



г

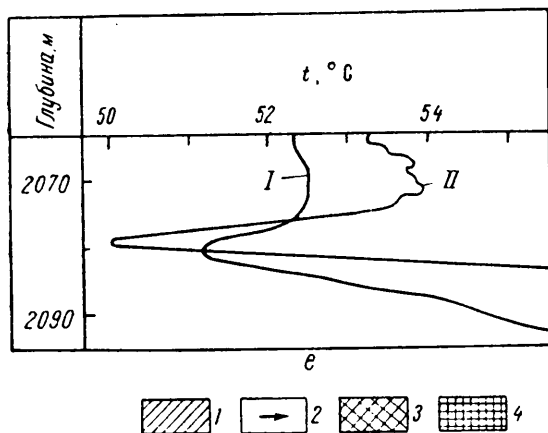
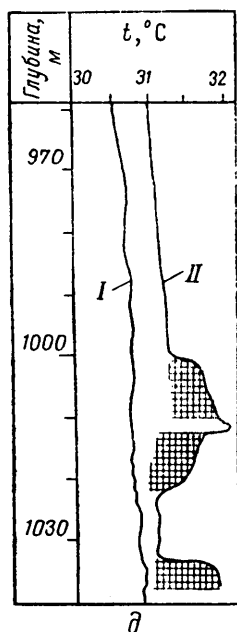
Рис. 104. Примеры температурных измерений для решения:
 а — определение местоположения нефтепродуктивной зоны; б — определение положения
 глубины закачанного под давлением цемента; в — определение зон гидрора
 1 — продуктивная зона; 2 — зона потери циркуляции; 3 —

жидкости внутри скважины при разрыве может привести к ошибкам в оценке гидроразрыва пласта.

На рис. 104, *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. 104, *е* приводятся температурные кривые, записанные обычным термометром (кривая *I*) и дифференциальным (кривая *II*) во время закачки 59 472 м³ природного газа в сутки. Термограммы показывают зоны, в которых создаются температурные аномалии, при этом применение дифференциального 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. Наиболее важной задачей является выделение пластов по их тепловым характеристикам и определение характера нефтегазонасыщенности.



различных задач нефтегазопромысловой геологии.

газо-нефтяного контакта; *в* — определение места потери циркуляции; *г* — определение
рыва пласта; *д* — определение зоны закачки газа.
местоположение закачки цемента; 4 — трещины

§ 15. КАВЕРНОМЕТРИЯ

Изменение диаметра скважины, при прочих равных условиях, зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной (§ 1). Отклонение фактического размера диаметра скважины от номинального происходит главным образом вследствие воздействия на стенки скважины глинистого раствора. Кавернограмма способствует уточнению литологического состава пород, построению литологической колонки и разделению разреза на проницаемые и непроницаемые породы.

Пример сопоставления кавернограммы с литологической колонкой, диаграммами электрического каротажа и нейтронного гамма-каротажа дан на

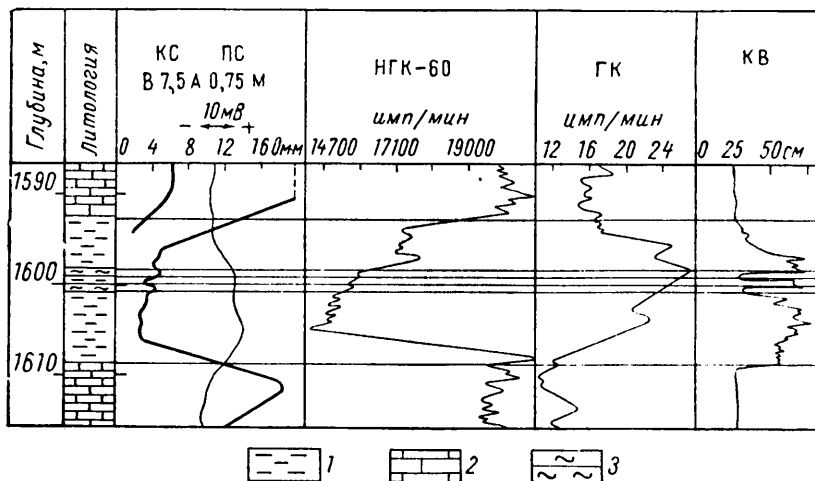


Рис. 105. Пример расчленения разреза по кавернограмме с использованием диаграмм электрического и радиоактивного каротажа.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — алевролит. KB — кавернограмма

рис. 105. Из рис. 105 следует, что увеличение диаметра скважины соответствует глинам и глинистым породам; сужение диаметра наблюдается против песков и проницаемых песчаников. Против плотных слабопроницаемых песчаников и известняков фактический диаметр скважины соответствует его номинальному значению.

Данные замеров каверномером можно с успехом применять при сопоставлении разрезов скважин. На рис. 106 изображен пример корреляции разрезов скважин по кавернограммам для верхнемеловых и нижнепалеогеновых отложений Прикумской области. Расстояние между крайними скважинами 7 км.

Сопоставление кавернограмм с диаграммами электрического каротажа показывает хорошее совпадение кавернограмм с кривыми ПС. Это явление прослеживается особенно четко в терригенном разрезе и менее четко в карбонатном, где кавернограммы, зарегистрированные обычно в относительно мелком масштабе, сглажены. Совпадение по форме кривых ПС и кавернограмм связано с тем, что обе кривые в той или иной степени отражают изменение глинистости и проницаемости разреза.

В ряде районов измерение кривой ПС затруднено из-за наличия интенсивных блуждающих токов и других помех, искажающих кривую ПС (см. § 2).

Кавернограмма способна в значительной степени восполнить пробел в исследовании разреза, связанный с отсутствием, либо некачественной записью кривой ПС.

Кавернограмма используется также для определения объема затрубного пространства при подсчете количества цемента, необходимого для цементации

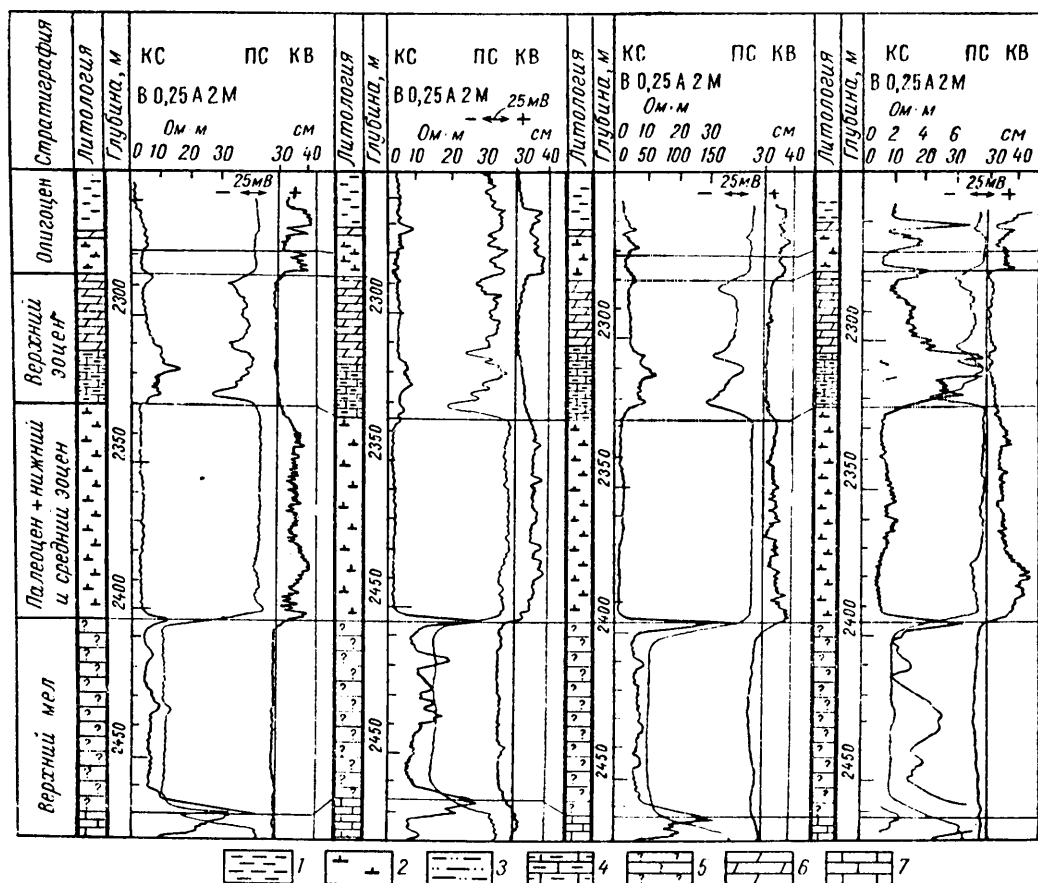


Рис. 106. Пример корреляции разрезов скважин по кавернограммам для верхнемеловых и нижнемеловых отложений Прикумской области (Восточное Предкавказье).

1 — глина; 2 — глина известковистая; 3 — глина песчанистая; 4 — известняк глинистый; 5 — писчий мел; 6 — мергель; 7 — известняк

колонны, производстве ловильных и других работ, для проведения которых необходимы сведения о диаметре скважины. Результаты измерения диаметра скважины совершенно необходимы при истолковании диаграмм радиоактивного каротажа, диаграмм бокового каротажного зондирования, термограмм и других геофизических материалов.

§ 16. ОБЪЕМ И РАДИУС ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ КАРОТАЖА

Известно, что различные методы каротажа обладают разными радиусами исследования и охватывают в процессе измерения различные по размерам и форме объемы пород. Радиус исследования определяется физической сущностью различных методов каротажа, типом и размером применяемых установок, а также физическими свойствами окружающей среды (породы и скважины).

На рис. 107 дано схематическое изображение радиусов исследования различными методами каротажа. Наибольшим радиусом исследования обладают электрические методы каротажа — обычный, боковой и индукционный каротаж; наименьшим — микрокаротаж. Радиус исследования при акустическом каротаже в общем случае редко превышает глубину проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт. Малой глубиной исследования обладают радиоактивные методы каротажа, в особенности метод гамма-гамма-каротажа (ГГК), что ограничивает его применение в обсаженных скважинах.

При оценке результатов некоторых видов каротажа необходимо учитывать наряду с радиусом исследования направления измерений, однородность и анизотропность пород. Например, зонды бокового каротажа измеряют сопротивление пород в направлении, параллельном напластованию, в то время как метод акустического каротажа измеряет скорость распространения упругих волн в направлении, перпендикулярном к нему.

Значительные искажения измеряемых в скважине параметров наблюдаются при наклонном залегании пластов, мощность которых мала по сравнению с объемом пород, исследуемых данным методом, а также при резких изменениях физических свойств пород в радиальном направлении. Последнее наблюдается при глубоком проникновении фильтрата бурового раствора в пласт, в особенности в трещиноватых породах. В этих случаях неприменимы обычные методы интерпретации данных каротажа, разработанные для однородных мощных пластов, обладающих устойчивыми коллекторскими свойствами, насыщенностью и геофизическими параметрами. При изучении коллекторов, физические свойства которых претерпевают заметные изменения по пласту, привлекается наиболее полный комплекс геофизических и геологических исследований.

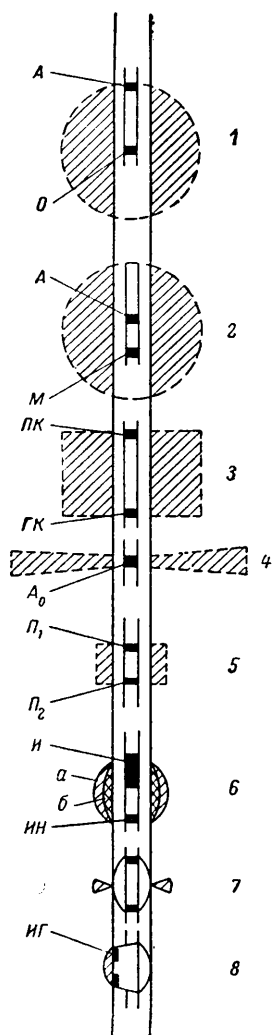


Рис. 107. Схема иллюстрирующая объемы, исследуемые различными методами.

1 — градиент-зонд, $AO = 1$ м; 2 — потенциал-зонд, $AM = 0,5$ м; 3 — индукционный каротаж; $ГК$ — генераторная катушка, $ПК$ — приемная катушка, длина зонда 1,2 м; 4 — трехэлектродный боковой каротаж; A_0 — центральный электрод; 5 — акустический каротаж; $П_1, П_2$ — приемники ультразвука; 6 — нейтронный каротаж; a — зона исследования ГГК, $б$ — зона исследования НК-Т и НК-Н, длина зонда 0,5 м, $ИИ$ — источник нейтронов, $И$ — индикатор; 7 — микрообочковой каротаж; 8 — гамма-гамма-каротаж, длина зонда 0,4 м; $ИГ$ — источник гамма-излучения

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Данные каротажа находят широкое применение для уточнения и детализации литологии и стратиграфии разрезов, вскрываемых скважиной. Сопоставление этих разрезов дает возможность изучить условия залегания пластов и строение толщ осадочных пород, выявить фациальную изменчивость отложений и историю их осадконакопления. В результате сопоставления каротажных диаграмм получают исходные данные для построения различных геологических карт и профилей, необходимых при изучении структуры и палеотектоники того или иного района.

Согласно принятой методике, решение перечисленных задач по комплексу геолого-геофизических исследований условно подразделяется на два последовательных этапа: расчленение геолого-геофизических разрезов и их сопоставление для изучения литологии и последовательности залеганий пластов; использование полученных данных для геологических построений.

Глава V

ИЗУЧЕНИЕ ЛИТОЛОГИИ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ ПЛАСТОВ

Для изучения литологии и последовательности залегания пластов геолого-геофизические данные используются при расчленении разрезов скважин, составлении корреляционных схем, типовых и сводных геолого-геофизических разрезов, карт характерных геофизически однотипных областей.

§ 17. РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Расчленение разреза скважины заключается в установлении по комплексу геолого-каротажных данных последовательности залегания пластов, отличающихся по своим физическим свойствам, и определении их литологии и стратиграфии. Для решения этой задачи необходимо: а) выделить в разрезе пласты, различающиеся по своим свойствам (сопротивлению, радиоактивности и др.), и установить границы и глубины их залегания; б) определить литологию и возраст этих пород.

При решении первой части задачи руководствуются тем, что большинство пластов, отличающихся по литологическим свойствам от вмещающих пород, выделяются на каротажных диаграммах, представленных кривой КС, кривой ПС, кривыми гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа и др. Наблюдаются и такие случаи, когда мало отличающиеся по литологии пласты четко выделяются на каротажных кривых.

На основании применяемого в настоящее время комплекса промыслово-геофизических исследований скважин можно достаточно детально расчленить почти любой из встречаемых в нефтяных районах разрезов на пласты и комплексы пластов, различающиеся по своим геофизическим свойствам.

При составлении литолого-стратиграфической колонки скважины большое значение имеет изучение керна, шлама и грунтов, отобранных боковым грунтоносом. Особое внимание должно быть уделено сбору палеонтологических определений, на основании которых устанавливается возраст пород.

Геологические данные, полученные в скважине (исследования керна и шлама, палеонтологические определения), наносятся по глубинам на одну из каротажных кривых с учетом возможного несовпадения глубин по данным бурения и по каротажу (см. § 18).

В первой пробуренной скважине новой геологической области керновые данные являются основными и определяющими при изучении литологических свойств пород и стратиграфии разрезов. Однако керны в ряде случаев не дают достаточно полного представления о литолого-стратиграфических свойствах изучаемого разреза. Это в значительной мере связано с низким процентом выноса керна, что объясняется несовершенством колонковых долот, когда на поверхность выносятся преимущественно крепкие и глинистые породы, а рыхлые и сильно трещиноватые разности, как правило, не выносятся. Кроме того, при отборе керна с помощью

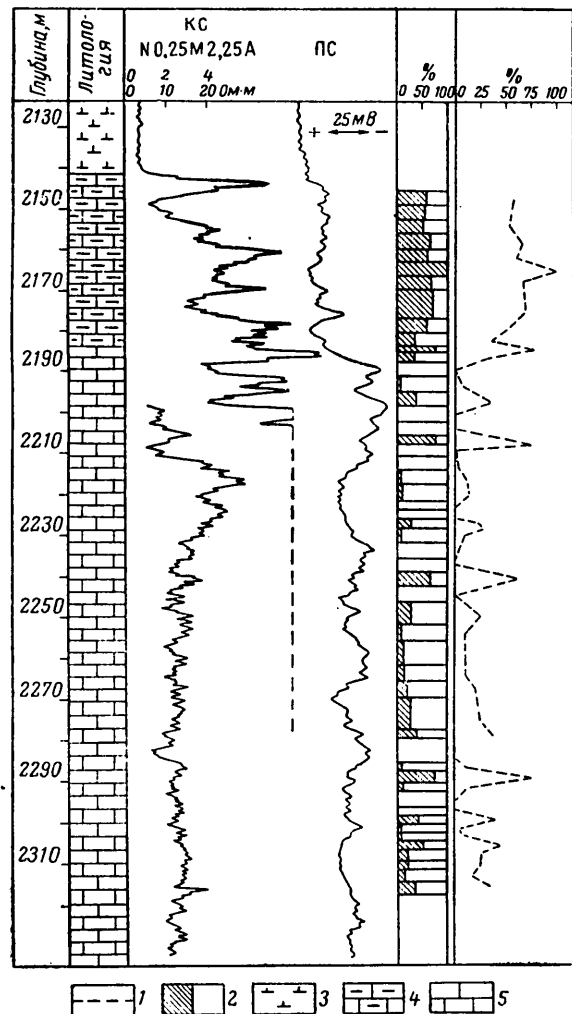


Рис. 108. Сопоставление электрокаротажных диаграмм и диаграмм выноса керна.

1 — кривая выноса керна; 2 — интервал отбора и процент выноса керна; 3 — глина известковистая; 4 — известняк глинистый; 5 — известняк неглинистый

колонкового долота длина полученного керна обычно меньше длины интервала проходки, что затрудняет точную привязку керна к глубинам. Статистический анализ кернового материала, отобранного из скважин Восточного Предкавказья, показал, что в среднем вынос породы составляет 30—40% пробуренного разреза.

На рис. 108 показан вынос керн из скважины, пробуренной в карбонатных породах со сплошным отбором. Как видно, вынос керн в большой степени зависит от литологических свойств породы, причем интервалам с лучшими коллекторскими свойствами (малые значения удельных сопротивлений, отрицательные аномалии ПС), как правило, соответствует наименьший процент выноса породы.

Литологический состав пород той части разреза, которая оказывается не освещенной керном и пламом, определяется предположительно по каротажным данным. Однако даже при детальнх каротажных исследованиях недостаточность отбора керн не дает возможности построить достоверную литолого-стратиграфическую колонку по материалам, полученным в одной скважине. Более точные результаты могут быть получены при использовании геологических и каротажных данных по нескольким скоррелированным скважинам. Уточнения достигают за счет взаимного переноса данных керн с одной скважины на другую, используя для этого корреляционную схему (см. § 19, рис. 111).

В горных районах с хорошей обнаженностью осадочных отложений геолого-каротажные разрезы скважин можно изучать, сопоставляя каротажные диаграммы с полевыми разрезами. Сопоставление облегчается при наличии в разрезе опорных пластов, четко прослеживающихся как в обнажении, так и на каротажных диаграммах. При палеонтологической охарактеризованности пород в обнажении наряду с уточнением литологии разреза скважины уточняют и местоположение стратиграфических границ.

На нефтегазоносных площадях, разбуренных значительным числом скважин, где накоплен опыт корреляции геолого-каротажных разрезов и составлены типовые и сводные геолого-геофизические разрезы, задача расчленения разреза облегчается. В этом случае литология и возраст пород, пересеченных скважиной, определяются сопоставлением каротажных диаграмм с типовым или сводным геолого-геофизическим разрезом исследуемого района. Одновременно руководствуются данными каротажа, учитывая связь между литологией и показаниями различных видов каротажа (см. § 18).

При выделении границ пластов, различающихся по физическим свойствам, пользуются известными теоретическими положениями о форме кривой и выделении границ пластов различными методами каротажа. На практике вместо резкого различия физических свойств пласта на границе, как это предусмотрено в теоретических случаях, происходит обычно постепенное изменение физических свойств соседних пластов. Это отражается на измерениях, выполненных в скважине, и должно учитываться при выделении границ пластов по физическим каротажным кривым.

§ 18. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИТОЛОГИИ ПЛАСТОВ

При изучении литологического состава пород руководствуются результатами комплексных геофизических исследований скважин, которые по своей значимости располагаются в следующем порядке: стандартный электрический каротаж (КС и ПС); боковой или индукционный каротаж в зависимости от условий измерения в скважине (см. § 4); микрокаротаж; радиоактивные методы каротажа; кавернометрия и др.

Наиболее благоприятные геолого-геофизические условия для расчленения разреза и оценки литологии по каротажу свойственны песчано-глинистому разрезу. В этом разрезе по данным каротажа наиболее легко выделяются

высокопористые проницаемые пески, песчаники и непроницаемые глинистые пласты; последние выделяются наиболее уверенно.

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, аргиллиты, крепкие мелкозернистые алевролиты и глинистые карбонатные породы отмечаются на диаграммах электрического каротажа приблизительно одинаковыми показаниями.

Еще большие трудности возникают при определении литологического характера пластов по каротажным кривым в малопористых сцементированных пластах. Малопористые крепкие песчаники и алевролиты, основная масса известняков и доломитов мало различаются между собой по каротажной характеристике. По одним каротажным диаграммам в подобных случаях можно получить лишь общие представления о пласте: малопористый, сцементированный, плотный. Для определения литологического состава таких пластов помимо каротажных кривых совершенно необходимы дополнительные геологические сведения о разрезе: керновые материалы, шлам и грунты, отобранные боковым грунтоносом (§ 17, 21).

Песчано-глинистые породы. При изучении песчано-глинистого разреза, представленного главным образом песками, песчаниками, алевролитами и глинами, основное значение имеют диаграммы электрического каротажа, гамма-каротажа и кавернограмма.

Глина и пески на кривой ПС характеризуются различными амплитудами отклонения относительно линий глин и песков. В зависимости от того, к какой из этих линий ближе показания против пласта, его относят к песчаным или глинистым породам. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала значение отклонения кривой ПС против него уменьшается.

Глинистые пески, обладающие достаточно высокой глинистостью, так же, как и плотные глинистые песчаники, сцементированные глинистым цементом, отмечаются на кривой ПС слабыми отрицательными аномалиями или ничем не отличаются от глин.

Если минерализация пластовой воды близка к минерализации бурового раствора, амплитуды отклонения кривой ПС малы и могут изменяться не только по величине, но и по знаку. При этих условиях расчленить разрез на песчаные и глинистые породы по кривой ПС затруднительно.

Наличие обратного или прямого ПС устанавливается сравнением минерализации (или удельного сопротивления) фильтра бурового раствора и пластовой воды или по знаку аномалии ПС против (песков, глин) известных по литологии пластов (рис. 109).

После предварительного расчленения песчано-глинистого разреза по диаграммам ПС для уточнения литологии используют диаграммы кажущихся сопротивлений. При этом исходят из известного положения, что глинистые и песчаные пласты, насыщенные минерализованной водой, имеют низкие сопротивления, величины которых в зависимости от пористости и минерализации пластовых вод изменяются от десятых долей до нескольких ом-метров. При насыщении песчаных пластов нефтью, газом либо слабоминерализованной водой их сопротивление возрастает во много раз (см. § 30).

В районах с сильно минерализованными пластовыми водами водоносные песчаные пласты имеют удельное сопротивление, меньшее чем у глин. Например, в пределах Волго-Уральской нефтеносной провинции глины имеют сопротивление около 6—8 Ом·м, а водоносные песчаники — около 1—1,5 Ом·м; в районах

Эмбы глины имеют сопротивление $0,7\text{--}2\text{ Ом}\cdot\text{м}$, а водоносные пески — около $0,2\text{--}0,5\text{ Ом}\cdot\text{м}$.

В районах со слабоминерализованными пластовыми водами (караганочокракские отложения Северного Кавказа) водоносные пески имеют большее сопротивление, чем глины: удельное сопротивление глины около $3\text{ Ом}\cdot\text{м}$, а водоносных песчаников в $5\text{--}10\text{ Ом}\cdot\text{м}$ (см. рис. 109).

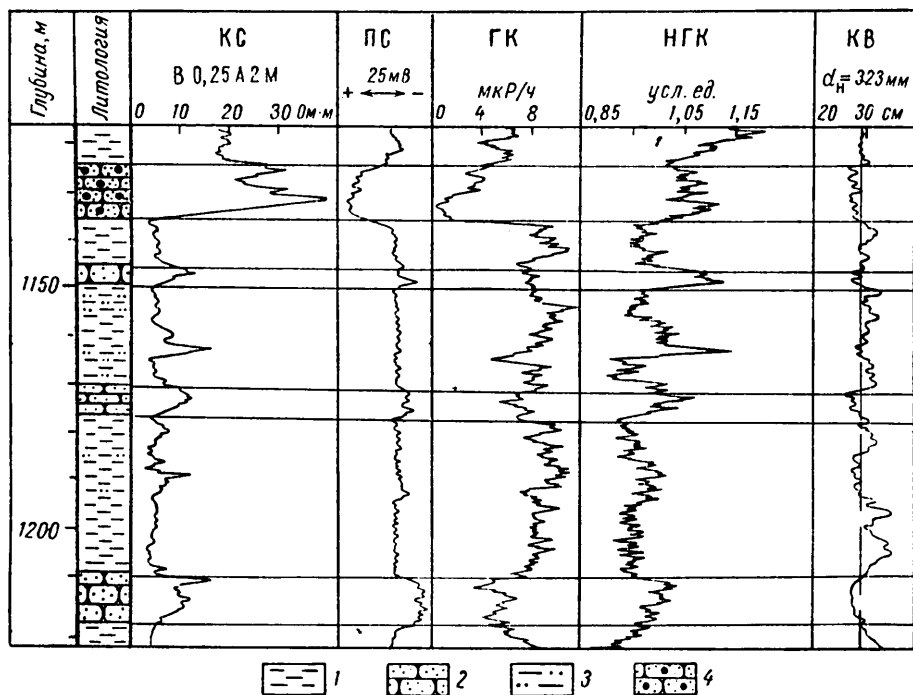


Рис. 109. Выделение в разрезе глинистых и песчаных пород по комплексу промыслово-геофизических данных.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — глина песчанистая; 4 — песчаник нефтеносный

Понижение удельного сопротивления глины при насыщении их порового пространства водами малой минерализации связано с влиянием так называемой поверхностной проводимости, свойственной глинистым частицам. Однако разделение песков и глины по одной кривой КС вследствие малой разницы в сопротивлениях не всегда возможно. Более полные сведения о литологии песчано-глинистого разреза можно получить по данным истинных удельных сопротивлений, а также при комплексной обработке материалов микрозондов, каверномеров, материалов радиоактивного, акустического каротажа и др.

Карбонатные породы. Существующий комплекс геофизических исследований скважин и обычная методика интерпретации каротажных диаграмм обеспечивают в лучшем случае выделение в карбонатном разрезе глинистых карбонатных пород и отличие гранулярного типа карбонатных пород от других.

Величина амплитуды аномалий ПС и их знаки определяются в основном относительной глинистостью карбонатных пород. Сильно глинистые карбонатные

породы, как и глины, отмечаются положительной аномалией ПС. Кривая ПС против карбонатных пород усложняется обычно большим влиянием пластов высокого сопротивления и в целом малохарактерна (см. § 2). Известняки и доломиты отмечаются в большинстве случаев высокими сопротивлениями. Наибольшие сопротивления отмечаются против плотных, крепких, кремнелых карбонатных пород. Сильно глинистые известняки и мергели отмечаются заметным снижением сопротивлений, уменьшением интенсивности показаний НГК, увеличением естественного гамма-излучения и диаметра скважины, снижением скоростей распространения упругих волн до 2000 м/с.

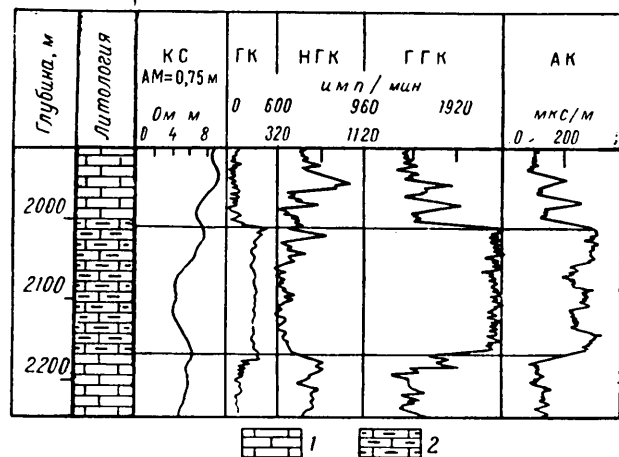


Рис. 110. Пример комплексного геофизического исследования карбонатного разреза скважины.

1 — известняк плотный малопористый; 2 — глинистый известняк

увеличением показаний на кривой НГК и уменьшением времени распространения упругих волн Δt .

Гидрохимические осадки. Из гидрохимических осадков наиболее распространенными являются хлористый натрий (галит), хлористый калий (сильвин), гипс и ангидрит. На кривой ПС эти породы отмечаются слабыми нехарактерными, чаще положительными аномалиями.

Удельное сопротивление гидрохимических пород велико (десятки тысяч Ом·м). Кроме того, эти породы отличаются однородным составом. На кривой сопротивления они выделяются как однородные пласты высокого сопротивления, легко отличимые от других пород.

На кривой ГК гидрохимические осадки отмечаются минимальными показаниями, за исключением калиевой соли, против которой наблюдается значительное увеличение интенсивности естественного гамма-излучения, вследствие присутствия здесь радиоактивного изотопа ^{40}K .

На кривой НГК резкое возрастание интенсивности радиоактивного гамма-излучения наблюдается против ангидрита.

Несколько меньшие значения показаний НГК наблюдаются против галита и сильвина; пласт гипса (водный сернокислый кальций, химический состав $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) характеризуется на кривой НГК зоной минимумов.

На кривой ГГК достаточно надежное расчленение гидрохимического комплекса пород может быть достигнуто методом гамма-гамма-каротажа по плот-

ности (ГГК-II). Ангидриты, как наиболее плотные породы, отнесутся на этих кривых к минимальным значениям, а менее плотные — каменная соль и гипсы — максимальными величинами.

На кривой акустического каротажа ангидрит и гипс характеризуются значительными скоростями распространения упругих волн, достигающими 4500—6500 м/с, каменная соль — меньшими — 4500—5500 м/с. Различие скоростей дает возможность по данным акустического каротажа уточнить литологический состав пластов гидрохимических осадков.

По кавернограмме значительное увеличение диаметра скважины отмечается против соли (галит, сильвин) и слабое увеличение против гипса. В ангидритах фактический диаметр скважины равен номинальному.

На диаграмме механического каротажа пласты соли и гипса отмечаются пониженной продолжительностью проходки, ангидриты, обладающие значительной крепостью, — высокой продолжительностью проходки.

Таким образом, на основании комплексных промыслово-геофизических исследований гидрохимические осадки могут быть расчленены на отдельные пласты по их литологическому составу.

Изверженные и метаморфические породы. Кривые ПС против изверженных и метаморфических пород не являются характерными (см. § 2). На кривой сопротивления эти породы отмечаются очень высокими сопротивлениями, за исключением сильно разрушенных.

На диаграммах радиоактивного каротажа (гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа) такие породы отмечаются чаще повышенными показаниями.

Скорость распространения упругих волн в изверженных метаморфических породах (4500—6000 м/с) снижается в разрушенной и выветрелой зонах.

На кавернограмме и диаграмме механического каротажа изверженные породы, как и другие крепкие породы, сохраняют номинальный диаметр скважины и отмечаются повышенной продолжительностью проходки.

§ 19. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин является одним из наиболее важных и ответственных этапов в проведении геологических исследований по материалам бурения. Сопоставлять разрезы только по керновым данным трудно из-за ограниченного отбора керна, трудоемкости его обработки и недостаточной представительности. Поэтому исключительной ценностью при корреляционных построениях обладают каротажные диаграммы. Наиболее достоверное сопоставление разрезов скважин возможно при комплексном использовании каротажных и керновых данных.

При корреляции разрезов уточняются литолого-стратиграфические колонки скважин, выделяются опорные пласты (горизонты) и определяются глубины их залегания в различных скважинах. Таким образом, получают исходные данные для составления типовых геолого-геофизических разрезов, геологических карт, профильных разрезов и других геологических материалов, необходимых для изучения геологического строения и нефтегазоносности месторождений и областей.

Построению корреляционных схем предшествуют работы по подготовке геолого-геофизических разрезов скважин для сопоставления их между собой.

Подготовка разрезов к сопоставлению заключается в отборе для корреляционных построений качественных каротажных диаграмм и в нанесении на них результатов определений по кернам. В тех случаях, когда надежность каротажной кривой вызывает сомнение (наличие утечки, ошибки

в глубинах), пользоваться ею при корреляции не рекомендуется. Обработке подвергаются в первую очередь диаграммы стандартного электрического каротажа, затем радиоактивного каротажа и кавернограмма. Последняя весьма полезна при изучении разрезов, содержащих глинистые породы.

Очень важно, чтобы каротажные диаграммы, отобранные для корреляционных построений, были зарегистрированы в одном масштабе, а также получены в скважинах стандартных конструкций и бурящихся на наиболее часто используемом (по сопротивлению) буровом растворе. Не рекомендуется включать в одну схему каротажные диаграммы вертикальных и наклонных скважин. Это может привести к неправильным представлениям о характере залегания пластов и изменении их мощности. Каротажные диаграммы наклонных скважин целесообразно обрабатывать отдельно.

При сопоставлении разрезов используют комплексные геолого-геофизические данные (кривые электрического и радиоактивного каротажа, кавернограмму с нанесенными на них литолого-стратиграфическими определениями по керну).

Сопоставление разрезов начинают сравнением каротажных диаграмм скважин с расчлененным разрезом первой изученной скважины. Такое сопоставление сводится к сравнению каротажных кривых ближайших скважин для выявления характерных интервалов, в пределах которых конфигурация кривых не претерпевает существенных изменений от скважины к скважине. Абсолютные значения параметров каротажных кривых, которые зависят не только от физических свойств пород, но и от ряда других факторов, при сопоставлении разрезов не учитываются.

В первом приближении допускают, что если конфигурация каротажных кривых аналогичных участков разреза мало изменяется в ближайших скважинах, то и литолого-стратиграфические свойства этих пород тождественны. Поэтому, если интервалы разреза в различных скважинах сходны по конфигурации кривых, но по данным кернового материала характеризуются различным возрастом или литологическим составом, необходимо выяснить причины расхождения и устранить возможную ошибку.

Не исключено случайное сходство конфигурации кривых, полученных для пород различных по возрасту, а иногда и литологии. Это может привести к грубым ошибкам при сопоставлении кривых. Для исключения таких ошибок сопоставление каротажных диаграмм производят по всему разрезу скважин от забоя до устья, не ограничиваясь сопоставлением его разрозненных участков. При таком сопоставлении учитывается не только сходство конфигурации отдельных интервалов, но и последовательность чередования в разрезе характерных по конфигурации участков кривых. Последнее имеет существенное значение для правильного сопоставления разрезов.

Основной задачей сопоставления является выявление в разрезах пластов или пачек¹, аналогичных выделенным в первой скважине с предварительно расчлененным разрезом. Одновременно проверяется рациональность проведенного расчленения разреза и исправляются границы отдельных пластов и пачек по всем скважинам. Особое внимание при этом обращается на выделение наиболее характерных (опорных) пластов.

Опорным пластам предъявляются следующие основные требования: надежная выдержанность по площади; четкая геофизическая характери-

¹ Пачкой принято называть группу пластов, объединенных по одному из признаков — характерное изменение сопротивлений, ПС, гамма-активности и др.

стика, резко отличная от характеристики вмещающей среды и легко прослеживаемая на стандартных каротажных диаграммах; приуроченность к стратиграфическим границам или палеонтологически охарактеризованным комплексам.

Опорные пласты, приуроченные к стратиграфическим границам и обладающие четкой геофизической характеристикой, выделяются в качестве так называемых стратиграфических опорных пластов. В ряде случаев по опорным пластам осуществляется унификация стратиграфических границ на большой территории.

Выделением и прослеживанием по площади опорных пластов и характерных пачек облегчают выявление продуктивных горизонтов и коллекторов и изучение геологии района в целом. Надежность выделения в разрезе опорных пластов во многом определяется достоверностью сопоставления каротажных диаграмм. В терригенном разрезе в качестве опорных пластов могут служить карбонатные породы, в частности мергели, а также пласты глин и реже песчано-алеврито-глинистые пачки. Карбонатные породы в терригенном разрезе встречаются чаще всего в виде отдельных или чередующихся прослоев малой мощности, но значительной протяженности по площади.

Глины, в особенности глубоководные и тонкодисперсные, также являются надежными опорными пластами, выдерживающимися без существенных изменений на значительной территории. Это объясняется тем, что пелитовый материал в процессе осадконакопления разносится на значительно большие территории, чем другие литологические разности. Кроме того, вторичные процессы, связанные с циркуляцией жидкости в породе и изменяющие физические свойства и характер насыщения пород, практически не сказываются на глинистых породах из-за плохой их проницаемости.

Мергели и глины обладают к тому же четкой электрической характеристикой и повышенной гамма-активностью. Благодаря этому они четко выделяются в разрезе, главным образом по кривым ГК и ПС, и могут быть легко прослежены на корреляционных схемах.

Песчано-алеврито-глинистые пачки, которые четко выделяются на каротажных диаграммах, имеют обычно ограниченное распространение по площади и резко изменяют свою мощность. При расчленении такой толщи основное внимание уделяется не отдельным пластам, а их пачкам — комплексам. Пачка пластов, состоящая из многочисленных чередующихся прослоев глин и алевритов, часто прослеживается на значительной территории, что способствует расчленению и сопоставлению разрезов с относительно однообразными условиями накопления осадков.

В карбонатных разрезах в качестве опорных пластов могут служить терригенные породы, глинистые известняки и интервалы смены карбонатных пород глинистыми.

После завершения сопоставления разрезов и выделения основных опорных пластов в первом приближении приступают к построению корреляционных схем. Различают локальные и региональные (межрайонные) корреляционные схемы. Локальные корреляционные схемы составляют для площадей, в пределах которых изучаемые отложения характеризуются относительной выдержанностью литолого-фациальных свойств. Региональные корреляционные схемы предназначены для изучения крупных участков земной коры, в пределах которых наблюдаются замещение фаций, выклинивание пластов и целых стратиграфических комплексов.

Для составления корреляционной схемы проводят следующие подготовительные работы: выбор направления профиля корреляции; разделение всего

разреза, вскрываемого скважинами, на отдельные толщи, подлежащие детальной корреляции; выявление для каждой выделенной толщи опорного пласта, идентичность которого в разных скважинах доказана по каротажным кривым и кернам. Составление корреляционной схемы начинают с выделения во всех разрезах скважин одного из опорных пластов исследуемой толщи. Выбранный опорный пласт должен быть достаточно характерным и надежно прослеживаться не только на данной площади, но и за ее пределами.

Для облегчения сопоставления кривых одна из границ опорного пласта принимается за горизонтальную плоскость. Эта плоскость изображается на чертеже в виде горизонтальной линии — линии сопоставления. Линия сопоставления проводится по кровле или подошве пласта в зависимости от четкости выделения на каротажных кривых той или иной границы.

В тех случаях, когда в разрезе не удастся выделить опорный пласт, в качестве линии сопоставления используют уровень моря. Сопоставление ведут с учетом альтитуд устья. Разрезы скважин размещают на равном и близком расстоянии друг от друга или с сохране-

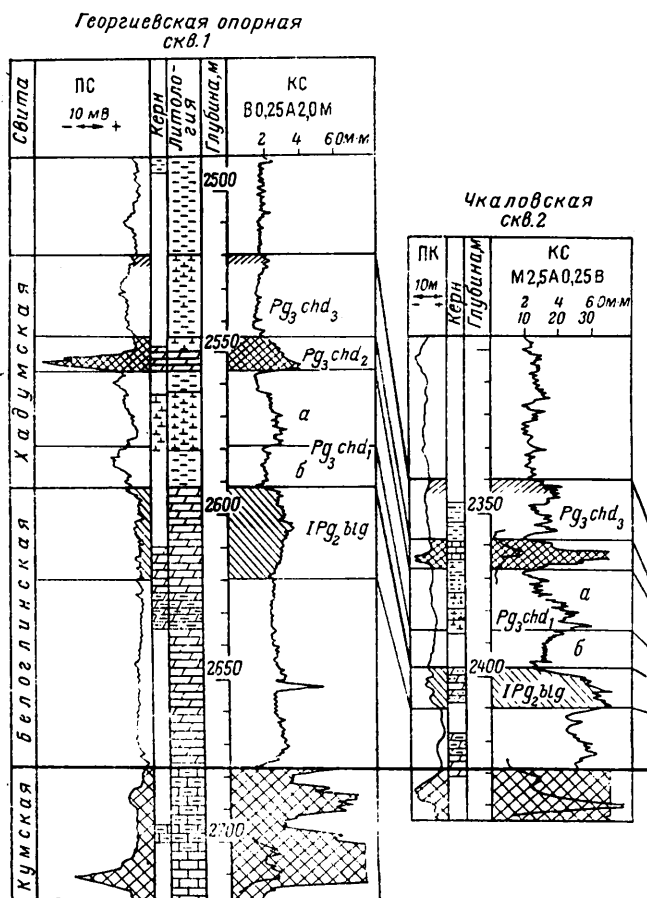


Рис. 111. Пример сопоставления литолого-стратиграфической

1 — глина; 2 — глина песчаная; 3 — глина известковистая

нием горизонтального масштаба. В последнем случае получают изображение профильного геолого-геофизического разреза (см. рис. 128).

Сопоставление геолого-геофизических разрезов скважин должно быть выполнено по возможности с наибольшей точностью. От достоверности корреляционных схем зависит надежность всех последующих геологических построений. Для подтверждения достоверности корреляционных схем и правильности сделанных геологических выводов целесообразно в ряде случаев на исследуемой площади строить пересекающиеся профильные и литолого-фациальные разрезы с использованием геологических данных (микрофауна, литология, материалы об условиях осадконакопления). Для наглядности корреляционные схемы сопровождаются дополнительными геологическими чертежами в виде литолого-фациального разреза, геологического профиля, типового и нормального геолого-геофизического разреза и других.

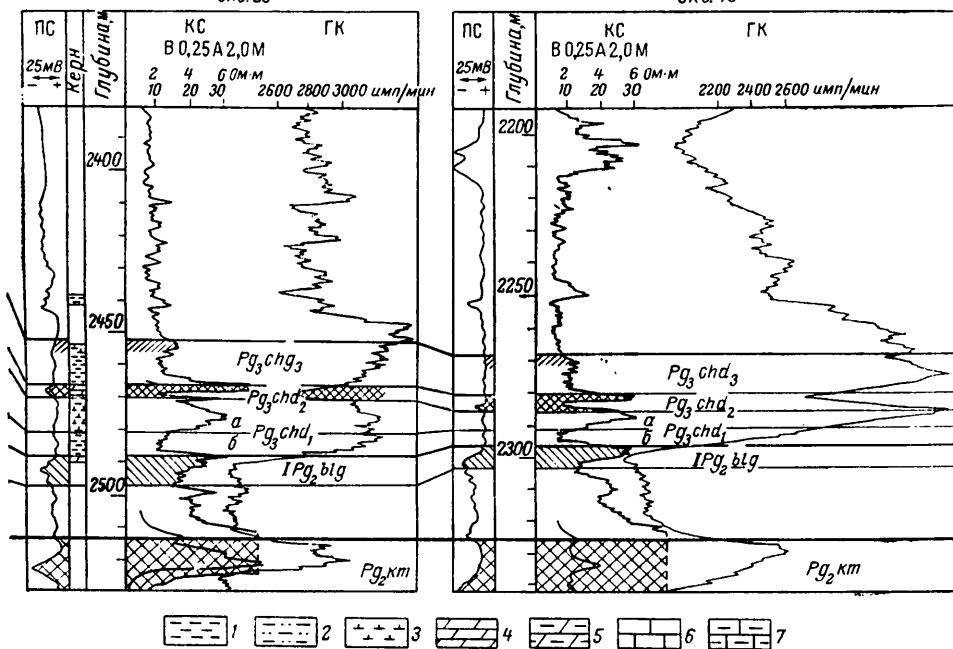
Корреляция согласно залегающих пластов

Согласное залегание пластов проявляется в неизменной последовательности пород в разрезе. При согласном залегании каждый пласт переходит в вышележащий и нижележащий без следов перерыва в осадконакоплении. В природе встречаются комплексы пород, обладающие выдержанностью литологии и согласным залеганием пластов и прослоев на большой территории.

По геометрическим признакам в согласно залегающих слоях различают согласное параллельное и согласное непараллельное залегания.

Ачикулакская
сква. 23

Озек-Суатская
сква. 48



колонки по комплексу геолого-геофизических данных нескольких скважин.

1 — мергель; 2 — мергель глинистый; 3 — известняк; 4 — известняк глинистый

При согласном параллельном залегании слоев мощность пластов и конфигурации каротажных кривых от скважины к скважине изменяются мало. Каротажные диаграммы скважин, вскрывающих слоистые разрезы, в идеальном случае идентичны и легко сопоставляются между собой. Согласное параллельное залегание слоев сохраняется обычно только для небольших участков площади. В природе вследствие неравномерности условий осадконакопления и литофациальных изменений чаще всего наблюдается согласное, но непараллельное залегание слоев.

Непараллельность согласно залегающих слоев прослеживается в первую очередь при исследовании больших территорий, но выявляется часто и при изучении локальных площадей.

На рис. 111 дан пример корреляции при согласном непараллельном залегании пластов кумской, хадумской и белоглинской свит. Расстояния между скважинами соответственно равны: 83,5; 56 и 46 км; расстояние между крайними скважинами, Георгиевской и Озек-Суатской, по прямой линии равно 144 км. Мощность исследуемой толщи изменяется с 73 м в Георгиевской опорной скважине до 29 м в скв. 48 при сохранении нормальной последовательности в разрезе всех стратиграфических свит.

Сопоставление каротажных диаграмм проводилось для уточнения литолого-стратиграфических колонок скважин, пробуренных в разных районах. Из четырех скважин наиболее полно представлен керном разрез Георгиевской опорной скв. 1, в остальных скважинах вынос керна недостаточный, а в скв. 48 проводились только каротажные исследования.

Четкая геофизическая характеристика изучаемой части разреза, литологическая устойчивость отдельных пластов и согласное, хотя и непараллельное, залегание их чрезвычайно облегчили сопоставление разрезов. Корреляционная схема послужила основанием для взаимного переноса показаний кернов от одной скважины к другой и уточнения литолого-стратиграфической колонки в целом.

Характер залегания слоев виден из корреляционной схемы по линии р. Кубань Черкесская скв. К-11 — Нагутская опорная скважина, расстояние между скважинами 75,5 км. Из рис. 112 видно, что, несмотря на непараллельность слоев и неравномерную изменчивость мощностей отдельных толщ, сопоставление систематизированных литолого-стратиграфических колонок скважин Нагутской опорной и Черкесской К-11 с разрезом по р. Кубань производится достаточно точно и без особого труда.

При помощи корреляционных схем такого рода можно выполнить следующее: а) увязать литолого-стратиграфические разрезы хорошо изученных классических разрезов, составленных по обнажениям, с каротажными диаграммами скважин; б) производить привязку опорных пластов к палеонтологически охарактеризованным границам разреза; в) унифицировать стратиграфические границы определенных комплексов пород.

Сравнивая литологический разрез, полученный в обнажении, с каротажными диаграммами, легко заметить, что существующие представления о разрезе при визуальном его описании недостаточно детальные и ряд существенных особенностей его ускользает от внимания исследователя. Это особенно наглядно для глинистых пород нижней части хадумской свиты.

По электрическому каротажу указанные глины сверху вниз подразделяются на две характерные пачки: *а* — более высокого и *б* — меньшего сопротивления (см. рис. 111). Эти пачки регионально прослеживаются по диаграммам сопротивления на огромной территории Центрального и Восточного Предкавказья. Выделить визуально по литологическим свойствам в обнажении или по кернам эти два комплекса глинистых пород затруднительно.

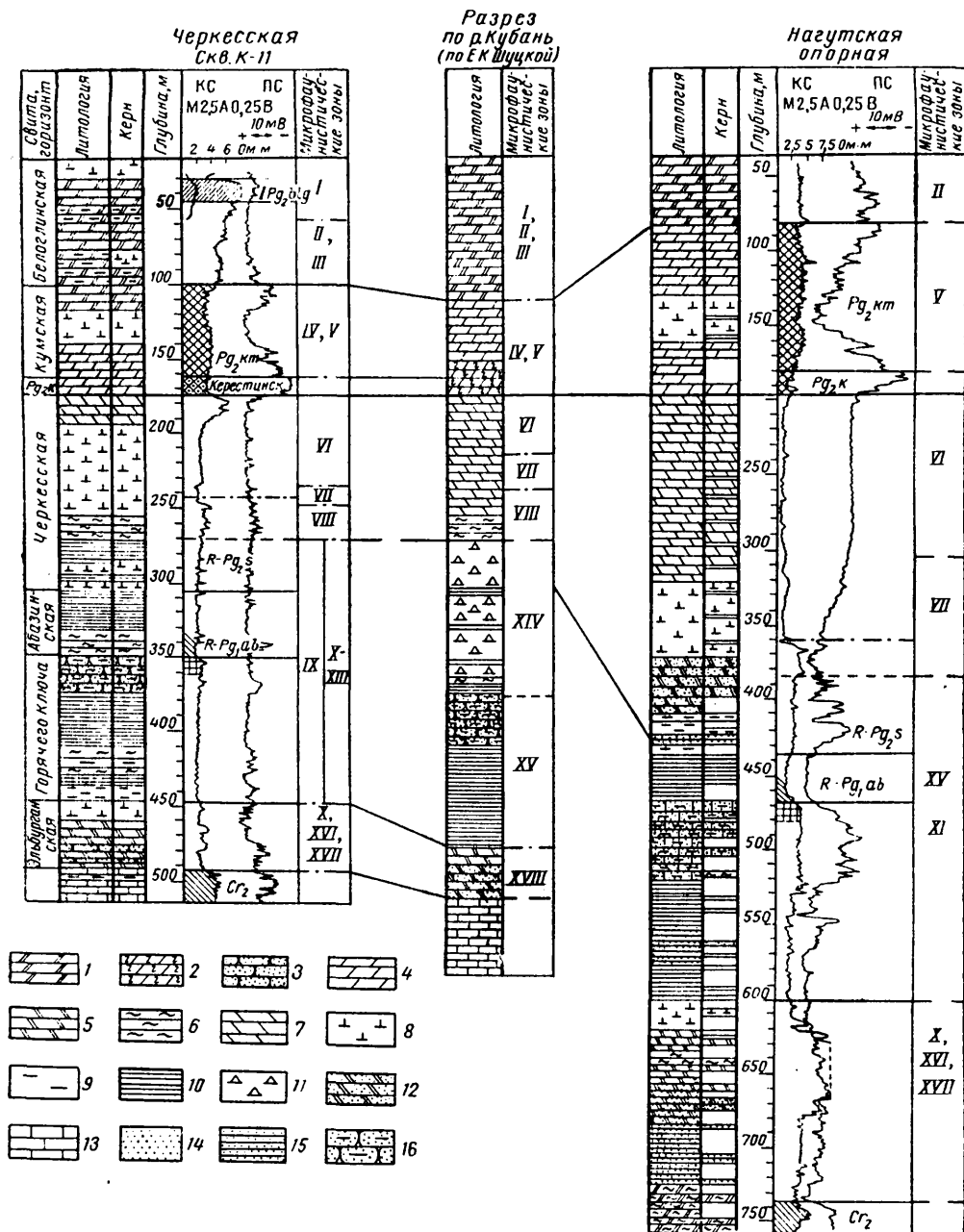


Рис. 112. Сопоставление геолого-геофизических разрезов по линии Черкесская скв. К-11 — Нагутская опорная скважина.

1 — мергель зеленовато-белый; 2 — мергель мелоподобный; 3 — песчаник; 4 — мергель бурый; 5 — мергель зеленовато-серый; 6 — алевролит; 7 — мергель зеленый; 8 — глина известковистая; 9 — глина; 10 — аргиллит; 11 — флоридиновая глина; 12 — мергель песчанистый; 13 — известняк; 14 — песок; 15 — глина песчанистая; 16 — песчаник глинистый

По кривым КС различия сопротивлений нижнехадумских глин легко обнаруживаются, и эти свойства выдерживаются без существенных изменений на огромной площади Восточного и Центрального Предкавказья.

§ 20. КОРРЕЛЯЦИЯ ПЛАСТОВ ПРИ ИХ ФАЦИАЛЬНОМ ЗАМЕЩЕНИИ {И ВЫКЛИНИВАНИИ}

Сопоставление каротажных диаграмм позволяет проследить изменение литологии, которое отождествляется с изменением литофаций. Согласно принятым определениям, под фацией понимают горную породу (осадок), которая на всем протяжении обладает одинаковым литологическим составом и содержит в себе одинаковые фауну и флору.

В большинстве случаев неизменность литологии соответствует неизменности палеонтологических остатков, что указывает на сохранность одной и той же фации. С другой стороны, изменение литологического состава влечет за собой чаще всего изменение палеонтологических остатков, а следовательно, и фаций.

Объектом для литолого-фациальных исследований является обычно продуктивный пласт (горизонт) или комплекс слоев, характеризующихся изменчивостью литологии в пространстве. В осадочных породах явления, связанные с фациальным замещением и выклиниванием пластов, имеют весьма широкое развитие. В таких комплексах любая серия пород на каком-то этапе своего развития и распространения претерпевает фациальное замещение и, выклиниваясь, переходит в другую литологическую разность. Характер фациального замещения и выклинивания пластов в каждом отдельном случае имеет свои отличительные черты. В одних случаях фациальное замещение происходит постепенно путем обогащения песчано-алевролитового пласта глинами, в других — единый песчано-алевролитовый пласт распадается на отдельные прослои, которые, постепенно выклиниваясь, замещаются глинистыми породами. Все перечисленные случаи широко развиты в нефтегазоносных комплексах и, будучи связаны с нефтегазоносностью, заслуживают подробного изучения.

Изучение закономерностей фациального замещения и выклинивания пластов по геологическим данным бурения связано с большими трудностями, обусловленными однотипностью отложений, недостаточностью отбора керна, неточностью глубины выноса керна и бедностью микрофаунистических находок. Значительно более широкими возможностями в этом отношении располагают геофизические методы исследования скважин. Непрерывность регистрации каротажных диаграмм вдоль всего разреза, разнообразие изучаемых параметров (электрические и радиоактивные методы исследования, кавернометрия и др.), возможность систематизации керновых данных (петрографических и микрофаунистических определений) способствуют детальному изучению и прослеживанию фациального замещения и выклинивания пластов.

При сопоставлении фациально изменчивых разрезов прослеживается не одиночный пласт, а серия пластов, сформировавшихся в сходных условиях. Фациальное замещение таких пластов в разрезе происходит обычно постепенно. Это обстоятельство весьма облегчает сопоставление разрезов и исследование характера изменения условий осадконакопления.

Примером фациального замещения и выклинивания песчано-алевролитовых пластов на площадях Прикумской газоносной области являются месторождения Правобережное и Зимняя Ставка для серии продуктивных пластов VIII нижнего мела.

Как видно из рис. 113, прослои VIII₁, VIII₂, VIII₃, VIII₄ пласта VIII изменяют свою мощность от скважины к скважине. В одних случаях они

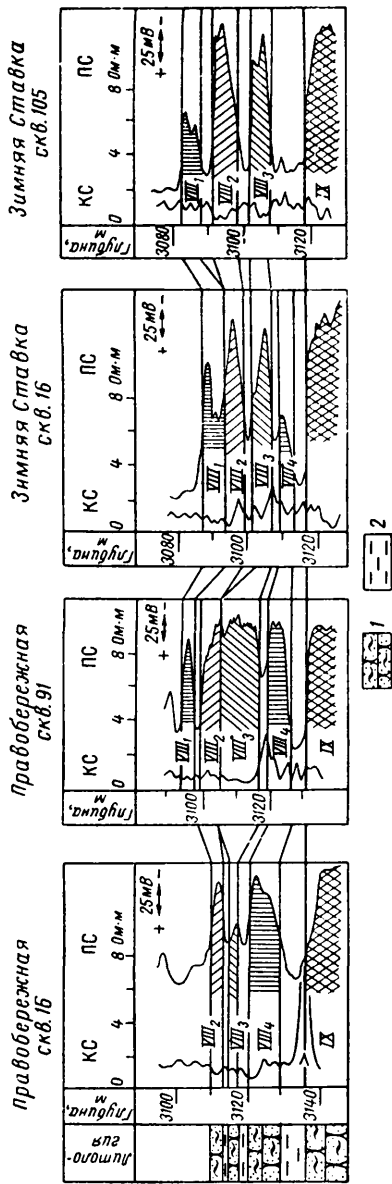


Рис. 113. Пример сопоставления диаграмм электрического каротажа для выявления фациального замещения пород.
1 — песчано-алевритовая порода; 2 — глина

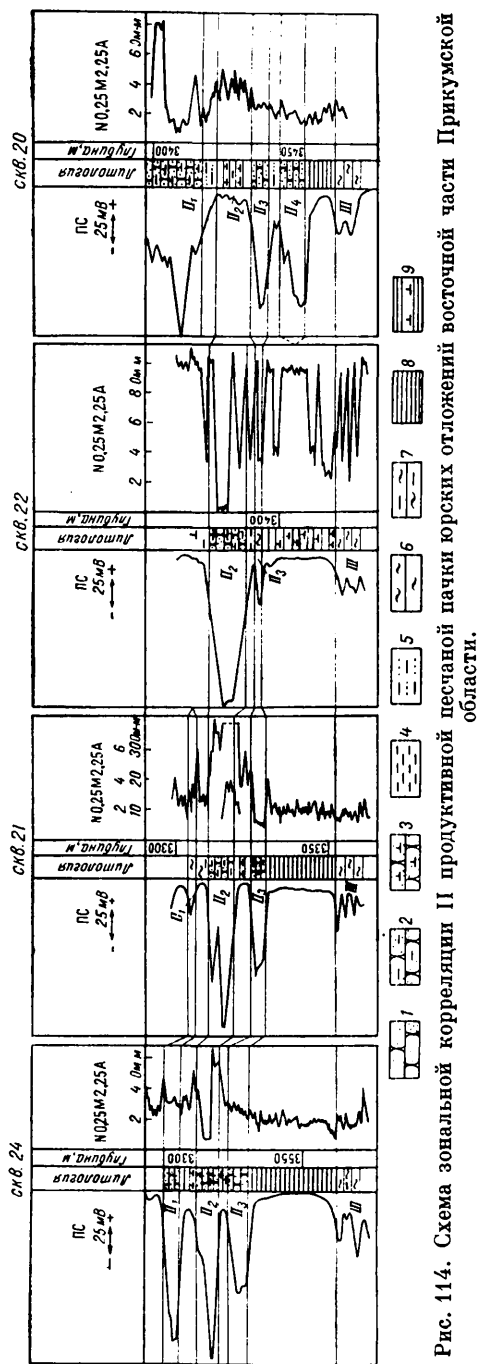


Рис. 114. Схема зональной корреляции II продуктивной песчаной пачки юрских отложений восточной части Приукраинской области.

1 — песчаник; 2 — песчаник глинистый; 3 — песчаник известковый; 4 — глина; 5 — глина песчаная; 6 — алеврит; 7 — алеврит глинистый; 8 — аргиллит; 9 — аргиллит известковый

сливаются в один пласт, образуя единый резервуар, в других — выклиниваются, замещаясь глинистыми прослоями пласта VIII₁.

Зональная корреляция, предложенная М. А. Ждановым, проводится для детального изучения пластов и пачек продуктивных горизонтов, которые характеризуются фациальной изменчивостью, расслаиванием на отдельные прослои и выклиниванием [11].

Для проведения зональной корреляции выбираются участки разреза продуктивной толщи, в пределах которой литолого-геофизические свойства пород выдерживаются на значительной территории без существенных изменений. В то же время отдельные прослои внутри данной зоны имеют ограниченное распространение, встречаясь в разрезах одной или нескольких скважин корреляционной схемы и выклиниваясь в других. В результате детальных сопоставлений разрезов продуктивный пласт расчленяют на отдельные зоны. Эти зоны, являясь коллекторами, могут сливаться, образуя единый гидродинамический резервуар, или залегать в виде изолированной линзы, требующей самостоятельной разработки.

Линия сопоставления для зональной корреляции проводится по кровле или подошве продуктивной толщи. Если кровля и подошва размыты или не достаточно ясно выражены на диаграммах, сопоставление проводят по одному из характерных прослоев внутри толщи или по ближайшей границе за пределами исследуемого продуктивного горизонта.

На рис. 114 показана схема зональной корреляции II продуктивной песчаной пачки юрских отложений месторождения восточной части Прикумской области. Сопоставление диаграмм проведено по кровле III песчаной пачки юрских отложений.

Для II продуктивной песчаной пачки юрских отложений данного месторождения характерно тонкое переслаивание пород различной степени цементации, насыщенных нефтью, газом или высокоминерализованной водой. Распределение песчано-алевролитовых прослоев по площади подчиняется определенной закономерности, которая иллюстрируется зональной корреляционной схемой. Закономерность заключается в характерном чередовании в пачке песчано-алевролитоглинистых и глинистых комплексов.

Высокая степень дифференцированности кривой сопротивления для всей пачки и отдельных ее комплексов свидетельствует о неоднородности литологии и непостоянстве характера цементации породы.

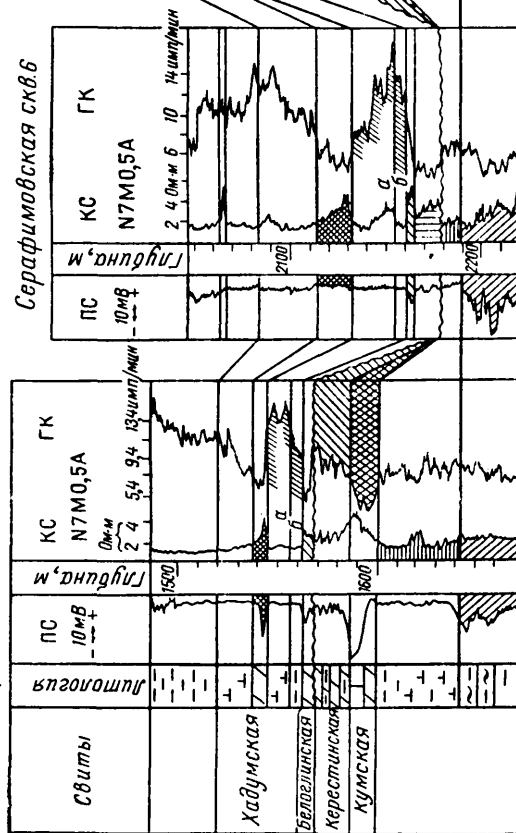
По кривой ПС оказалось возможным расчленить пачку на несколько алевролитопесчаных комплексов (II₁, II₂ и II₃), содержащих тонкие глинистые прослои и разделенных между собой алевролитоглинистыми породами. При сопоставлении кривых сопротивлений и ПС и прослеживании выделенных комплексов от скважины к скважине выявилось характерное для отдельных зон перераспределение песчано-алевролитового материала по вертикали.

Корреляция при несогласном залегании пластов

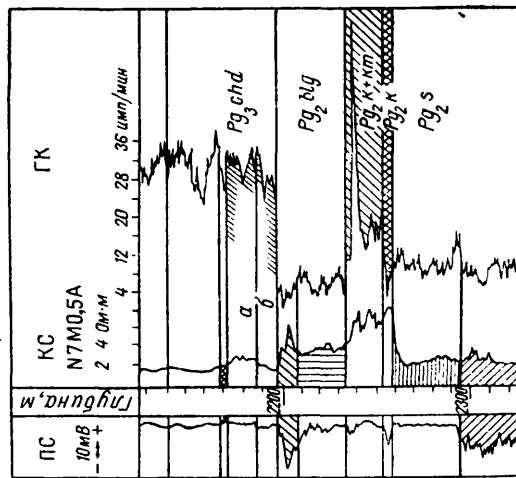
Несогласное залегание пластов с характерным угловым несогласием и выпадением слоев из разреза широко распространено и вызывается перерывом в осадконакоплении. Наиболее характерной разновидностью несогласного залегания слоев является трансгрессивное угловое несогласие, вызванное наступлением моря на сушу.

Трансгрессивное несогласие и выпадение части разреза могут быть отмечены по данным бурения скважины на основании литолого-петрографических

Арзгирская скв.3



Гороховская скв.2



Серафимовская скв.6

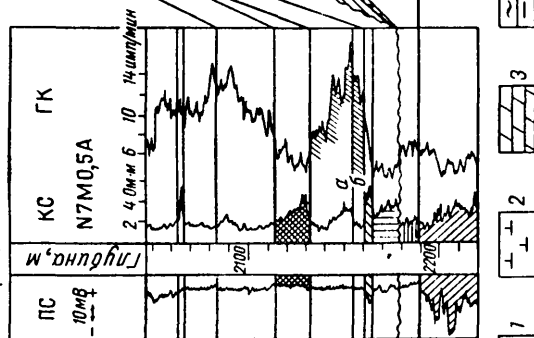


Рис. 115. Пример сопоставления диаграмм электрического каротажа для прослеживания несогласного залегания пород.
1 — глина; 2 — глина карбонатная; 3 — мергель; 4 — алевролит глинистый

и микрофаунистических анализов. Достоверными признаками несогласия в ряде случаев могут служить: резкая смена микрофауны, когда в верхней части керна содержатся органические остатки одного стратиграфического горизонта, а в нижней — значительно более древнего; обнаружение в разрезе скважины грубообломочных пород (галечника или конгломерата) или выветрелых пород (коры выветривания). Однако проследить границу стратиграфического несогласия по геологическим данным из-за неполноты кернового материала, а иногда и однообразия литологического комплекса пород затруднительно. Трудности усугубляются еще и тем, что нарушение нормального залегания слоев, вызванное несогласием, не всегда отличимо от сокращения разреза по мощности, обусловленного сбросом, где также происходит выпадение слоев. Поэтому решение задачи о несогласном залегании слоев по каротажной диаграмме, полученной в одной скважине, невозможно.

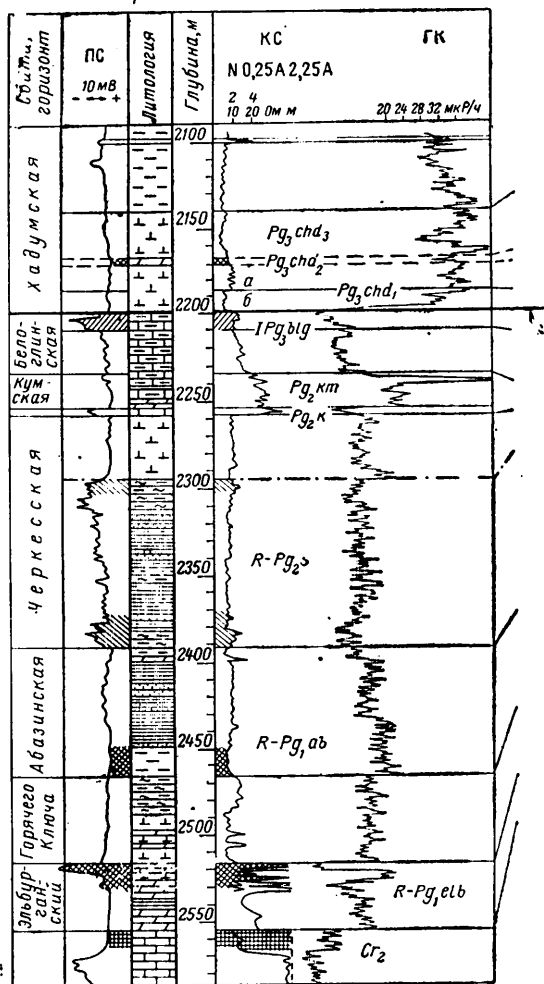
Эта задача решается на основании детальной корреляции разрезов нескольких скважин.

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.

При рецессии происходят выпадение (как бы срез) отдельных пластов, резкое изменение литологии и мощности вышележащих слоев и наблюдается локальное их распространение по площади. От регрессивного и трансгрессивного разреза рецессивный разрез отличается отсутствием наземных или береговых осадков. Весь комплекс сложен только морскими отложениями.

Мощности рецессивных осадков обычно невелики из-за непостоянства направления и силы 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

Гороховская скв 2



наличие хорошо дифференцированного по геофизическим свойствам разреза. Рассмотрим некоторые примеры корреляции при несогласном залегании пластов.

На рис. 115 прослеживается контакт несогласного залегания пород хадумской и белоглинской свит на нижележащих отложениях.

Максимокумская скв. 1

Колодезная скв. 9

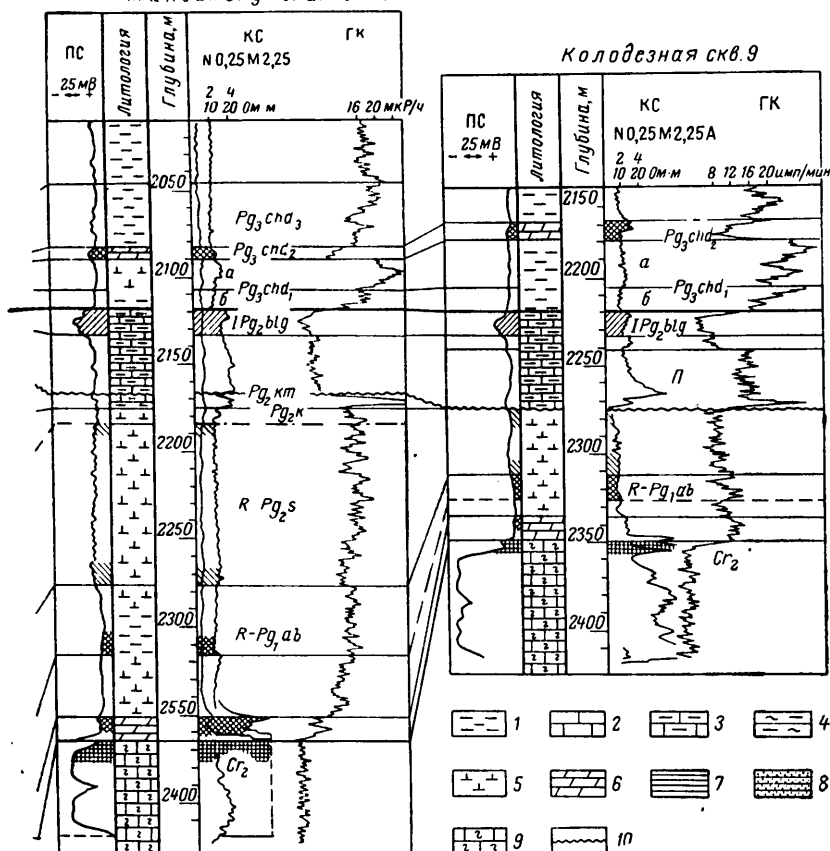


Рис. 116. Сопоставление геолого-геофизических разрезов скважин по линии Гороховская — Колодезная.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — известняк глинистый; 4 — алевролит глинистый; 5 — глина карбонатная; 6 — мергель; 7 — аргиллиты; 8 — аргиллит песчаный; 9 — песчаный мел; 10 — граница поверхности размыта

Наличие несогласного залегания становится очевидным при сопоставлении Гороховской скв. 2, представленной полным разрезом, со скважинами Серафимовской 6 и Арзгирской 3, в которых часть разреза выпадает вследствие размыта. В Серафимовской скв. 6 выпадают породы, соответствующие нижней части белоглинской свиты, кумскому и керестинскому горизонтам, четко охарактеризованным по кривым сопротивления и гамма-каротажа, согласно Гороховской скв. 2.

По Арзгирской скв. 3 наблюдается менее глубокий размыв, здесь отсутствуют лишь породы нижней части белоглинской свиты.

На рис. 116 приведен пример прослеживания рецессий и подводных перерывов при сопоставлении каротажных диаграмм верхнего эоцена Прикумской области. Как видно, в Гороховской скв. 2 верхнеэоценовые отложения представлены полным комплексом и по каротажным кривым (КС, ПС и ГК) здесь четко выделяются все три свиты. В Максимокумской скв. 1, отстоящей на 39 км к юго-востоку от Гороховской скв. 2, наблюдаются подводный размыв и перерыв в отложениях; из разреза выпадает часть кумской свиты (приблизительно 10—11 м). Еще далее к юго-востоку в Колодезной скв. 9, которая находится от Максимокумской скв. 1 на расстоянии 50,5 км, размыв существенно углубляется. В разрезе этой скважины отсутствуют породы кумской и керестинской свит, а также верхняя часть глинистых пород среднего эоцена черкесской свиты. Белоглинская свита в неизменном виде сохраняется лишь в верхней части и выделяется в качестве электрического репера I P_{g3}blg. Что же касается нижележащих карбонатно-глинистых пород белоглинской свиты, то они приобретают иные геофизические свойства, не характерные для пород белоглинской свиты в нормальном залегании. В скв. Колодезной и Величаевской площадей ниже пласта, соответствующего реперу I P_{g3}blg, породы белоглинской свиты характеризуются повышенной естественной радиоактивностью, аналогично породам кумской свиты. Это объясняется тем, что в белоглинское время породы повышенной радиоактивности 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.

В Колодезной скв. 9 размыв достигает верхней части известково-глинистой пачки, и глинистый раздел между керестинской свитой и известково-глинистой пачкой, который встречается повсеместно на данной площади, размыт здесь полностью и выпадает из разреза.

Корреляция при разрывных нарушениях

По данным сопоставления каротажных диаграмм в большинстве случаев удается выделить основные виды тектонических нарушений: сбросы, взбросы, сбросо-сдвиги и надвиги. Выявление разрывных нарушений и местоположения плоскости нарушения (сбрасывателя) достигается на основании детального сопоставления каротажных диаграмм.

На рис. 117 показан пример выделения сброса. Послойное сопоставление каротажных диаграмм этих скважин показывает, что в разрезе песчано-сланцевого горизонта скв. 99 присутствуют только пачки II-1, II-3 и пласт песчаника, залегающий в основании пачки II-2. Почти вся пачка II-2 выпадает. Нормальная последовательность залегания слоев в этой скважине нарушается на глубине 2575 м. Выпадение в скв. 99 части песчано-сланцевого горизонта можно объяснить только пересечением этой скважиной на глубине 2575 м поверхности сброса с вертикальной амплитудой около 30 м. Сокращение мощности среднеменилитовой подсвиты в скв. 109 происходит за счет выпадения верхней части первого горизонта зеленовато-серых сланцев, горизонта черных песчаников и нижней части пачки IV песчано-сланцевого горизонта. Это вызвано тем, что скв. 109 на глубине 2600 м пересекает сброс с амплитудой около 40 м.

Пример обнаружения взброса по данным каротажа показан на рис. 118. Для большей наглядности разрез скв. 74, пересекающий поверхность взброса, изображен в двух колонках. В левой колонке приведен разрез висячего крыла, в правой — лежащего. Геологический разрез представлен здесь такими же породами как и в разрезах скважин, изображенных на рис. 117.

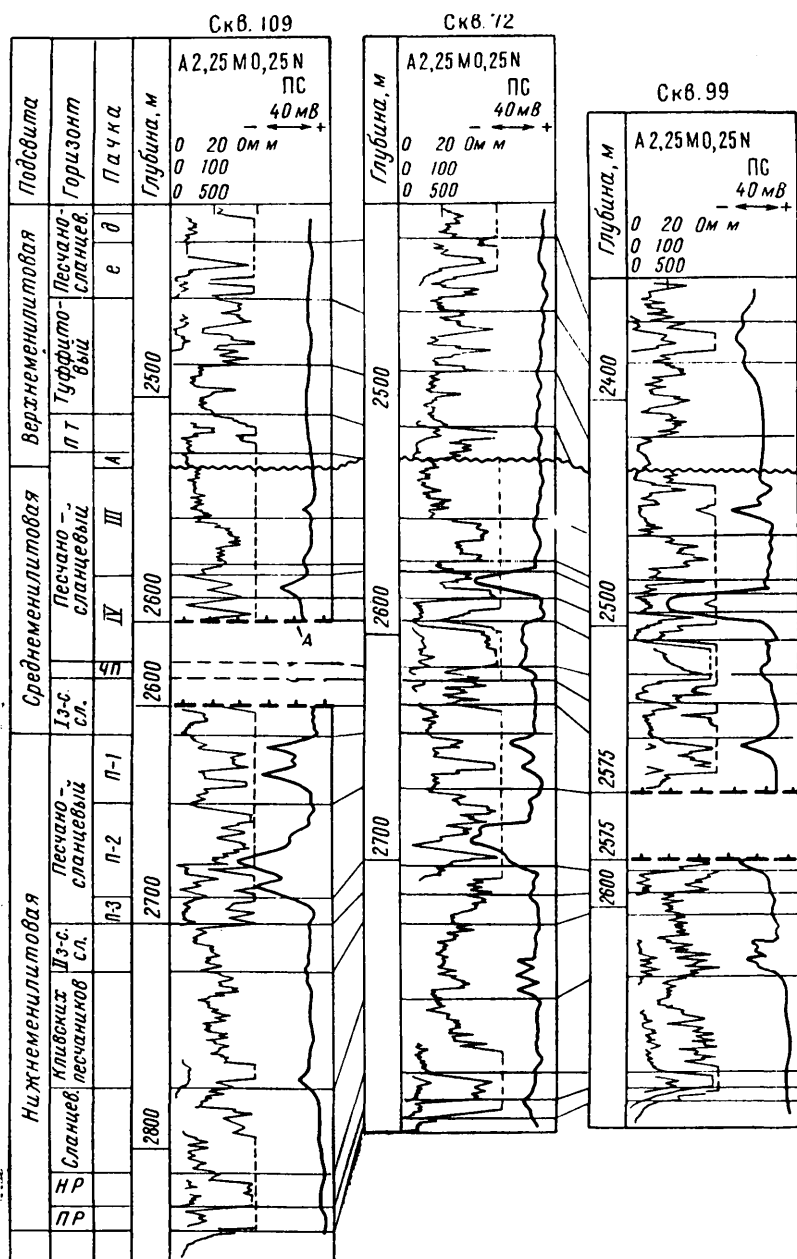


Рис. 117. Обнаружение места пересечения поверхности сбросов скв. 109 и 99 площади Северная Долина (по Б. М. Улизо)

А — поверхность сброса. Горизонты: ПР — подроговиловый; НР — нижних роговиков; ПТ — з-с. сл. — вторых зеленовато-серых сланцев; ПТ — з-с. сл. — первых зеленовато-серых сланцев; ЧП — черных песчаников; ПТ — подтурфитовый

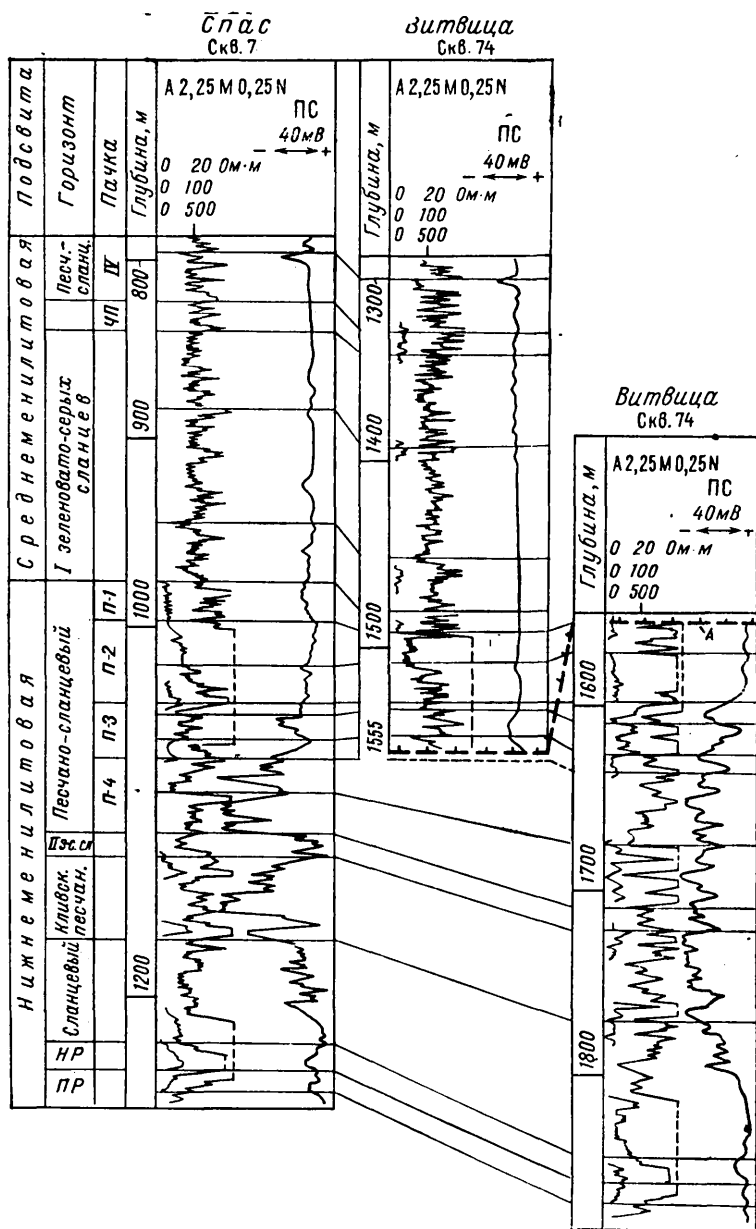


Рис. 118. Обнаружение места пересечения поверхности взброса скв. 74 площади Витвица (по Б. М. Улизло).

А — поверхность взброса. Горизонты: ПР — подроговиковый; НР — нижних роговиков; Кливск. песчан. — кливских песчаников; II а-с. сл. — вторых зеленовато-серых сланцев; ЧП — черных песчаников; песч.-сланц. — песчано-сланцевый

При сравнении разрезов, приведенных на рис. 118, обращает на себя внимание значительное увеличение мощности нижнемелитовой подсвиты в скв. 74. Детальное сопоставление этих разрезов показывает, что увеличение мощности в скв. 74 происходит за счет повторения части слоев песчано-сланцевого горизонта. Так, послойно сопоставляя снизу вверх разрез скв. 74 с разрезом скв. 7, в нем до глубины 1555 м можно проследить в нормальной последовательности почти весь комплекс слоев нижнемелитовой подсвиты, вплоть до кровли пачки П-2. При сопоставлении сверху вниз до этой же глубины отчетливо прослеживаются слои, слагающие первый горизонт зеленовато-серых сланцев средне-мелитовой подсвиты, пачек П-1, П-2 и почти вся пачка П-3 (см. рис. 118). Следовательно, пачка П-2 и почти вся пачка П-3 в разрезе скв. 74 повторяется дважды. Это повторение может быть обусловлено только взбросом, поверхность которого скважина пересекла на глубине 1555 м.

Вертикальная амплитуда вызванного этим взбросом смещения пород, определенная по нормальной мощности повторяющихся в разрезе скв. 74 слоев, составляет 65 м.

Более полные сведения о разрывных нарушениях и характере залегания пластов в тектонически сложно построенных регионах могут быть получены в результате построения профильных геологических разрезов, структурных и других карт.

Региональная корреляция

Региональная корреляция разновозрастных отложений по материалам бурения проводится с меньшей детальностью по сравнению с локальными корреляционными схемами. 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.

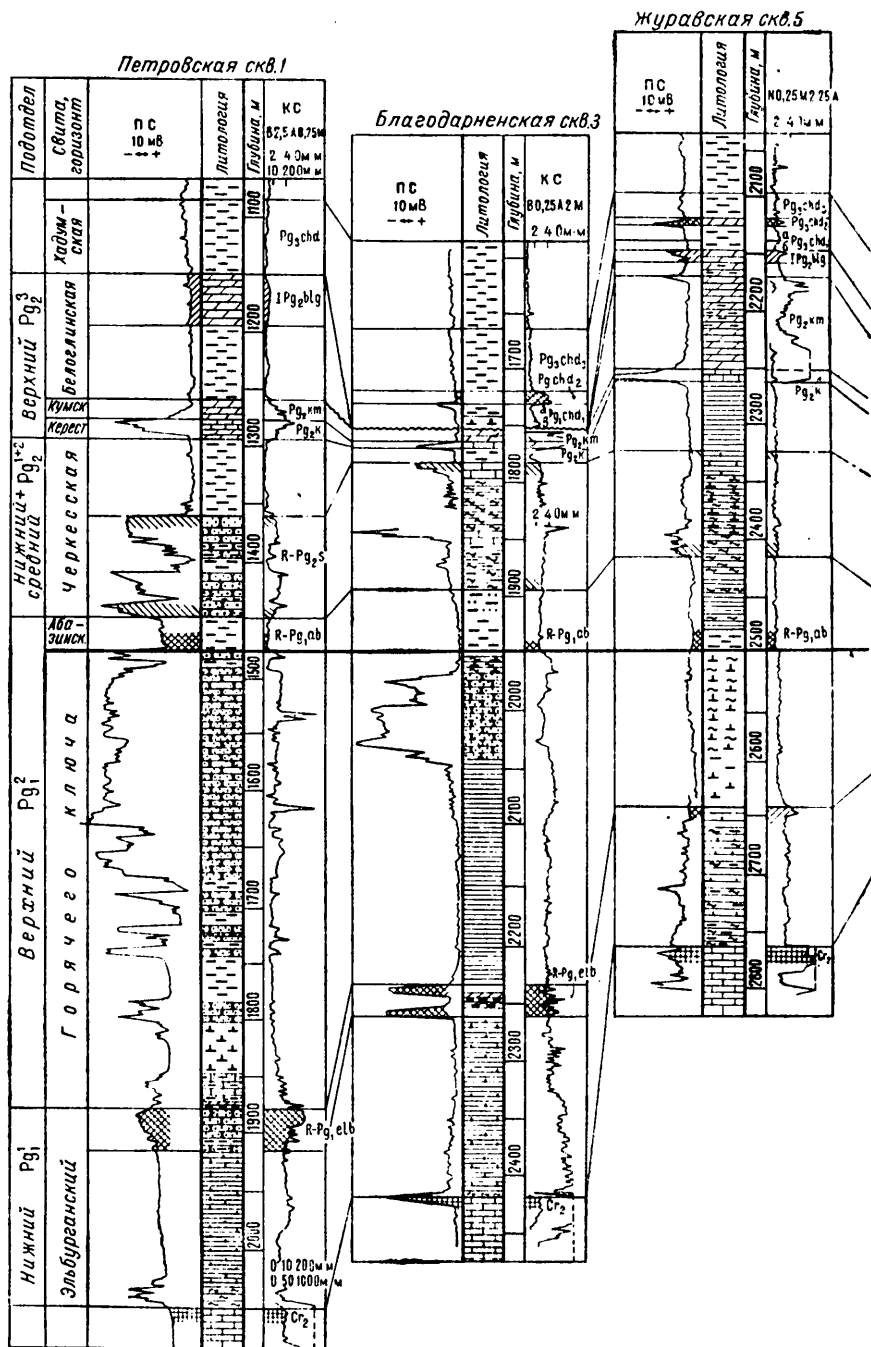
При региональных сопоставлениях приходится учитывать, что геофизическая характеристика разреза сохраняется обычно без существенных изменений только против опорных пластов, а в остальной части разреза может сильно изменяться от скважины к скважине.

Для контроля идентичности сопоставляемых участков принимаются во внимание геолого-геофизические свойства подстилающих и покрывающих пород, местоположение в них опорных горизонтов, сочетание пластов и прослоев во вмещающей толще и изучаемом участке разреза, а также палеонтологические находки в кернах.

При региональной корреляции большое значение имеют диаграммы естественных потенциалов ПС и гамма-каротажа ГК. Диаграммы сопротивлений и нейтронного гамма-каротажа представляют значительно меньшую ценность. Это объясняется тем, что на характер этих кривых помимо глинистости большое влияние оказывают коллекторские свойства и насыщенность пород (пористость, проницаемость, сцементированность, нефтегазоводонасыщенность).

Основной задачей региональной корреляции является прослеживание закономерностей изменения литологии пластов, замещения одной фации другой и получение дополнительных данных о характере изменения условий осадконакопления для больших регионов.

Региональные корреляционные схемы дают возможность: 1) проследить отдельные стратиграфические горизонты и свиты и унифицировать их стратиграфические границы; 2) выявить в разрезе пласты, которые могут быть



коллекторами для скопления нефти и газа, и проследить характер изменения пластов-коллекторов и их мощностей по площади; 3) определить последовательность напластований характерных литолого-стратиграфических комплексов.

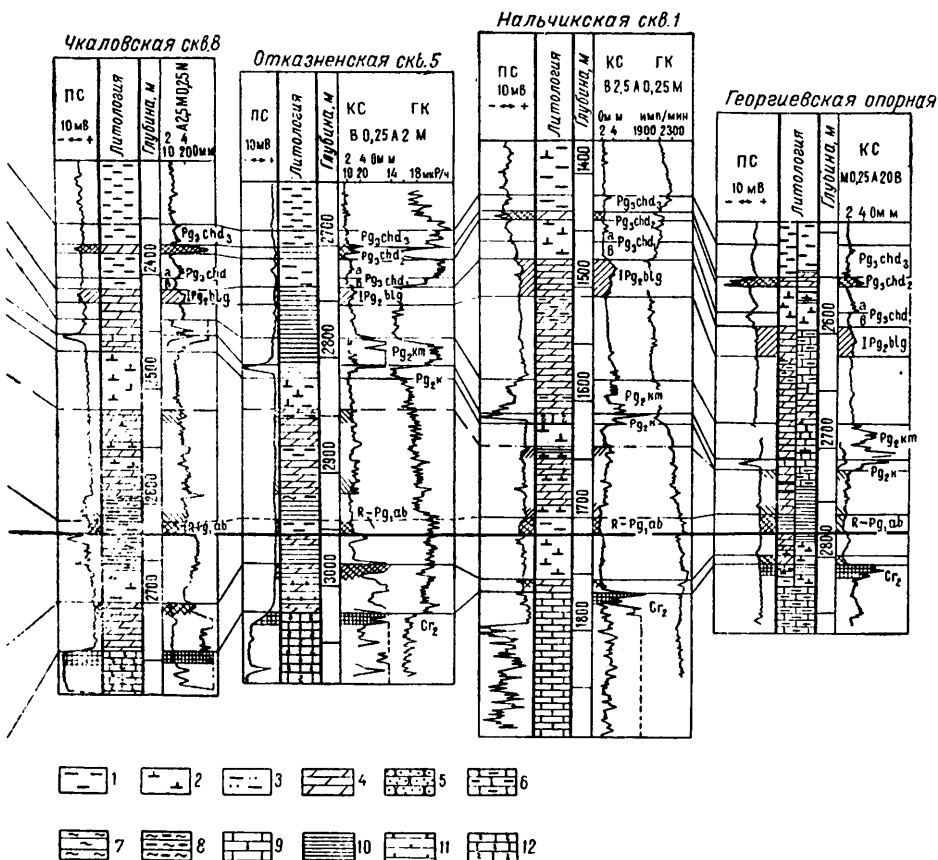


Рис. 119. Сопоставление геолого-геофизических разрезов скважин по линии Петровская — Георгиевская опорная.

1 — глина; 2 — глина карбонатная; 3 — глина песчаная; 4 — мергель; 5 — песчаник; 6 — песчаник глинистый; 7 — алевролит; 8 — алевролит глинистый; 9 — известняк; 10 — аргиллит; 11 — аргиллит карбонатный; 12 — песчаный мел

Полученные материалы в комплексе с результатами геологических исследований используются для изучения условий осадконакопления, выявления пере-рывов и несогласий в залегании слоев, а также для палеогеографических построений и при определении направлений разведочных работ на нефть и газ.

На рис. 119 изображена региональная корреляционная схема по линии Петровская — Георгиевская опорные скважины. Расстояние между крайними скважинами 142 км.

§ 21. СОСТАВЛЕНИЕ ТИПОВОГО, НОРМАЛЬНОГО И СВОДНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ

Одним из важных этапов в изучении комплекса отложений по данным сопоставления разрезов скважин является установление для района (месторождения) последовательности залегания пород, их мощности, литологической, геофизической и стратиграфической характеристик. С этой целью для каждого района по материалам корреляционных схем составляют типовой, нормальный или сводный геолого-геофизический (каротажный) разрез.

Типовой геолого-геофизический разрез представляет собой осредненный 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 также составлен непосредственно по данным корреляционной схемы, если горизонтальные или слабо наклонные пласты пересекаются вертикальными скважинами. В практической работе чаще составляют типовые разрезы, которые более удобны 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 осредненной каротажной диаграммы и литологической колонки.

Типовая каротажная диаграмма должна отражать все характерные особенности кривых сопротивлений КС и ПС, получаемых в скважинах данного района. Поэтому типовую каротажную диаграмму строят отдельно для каждого участка кривых КС и ПС, выделенных на корреляционной схеме. Обработку начинают с определения средней видимой мощности каждого интервала разреза, подсчитанной с учетом всех скважин, приведенных на корреляционной схеме. Затем, сравнив кривые КС и ПС данного разреза по всем скважинам, выбирают наиболее характерный участок. Таким образом, при построении типовой каротажной диаграммы кривые сопротивления КС и ПС для одного и того же интервала могут быть взяты из разных скважин.

Необходимо выбирать кривые КС и ПС для тех скважин, диаметр и сопротивление бурового раствора которых наиболее характерны для скважин всего района.

Выбранный участок диаграммы копируют на кальку, на которую заранее наносят соответствующую данному участку высчитанную среднюю мощность. Если средняя мощность не будет соответствовать мощности выбранного участка диаграммы, мощность на диаграмме при копировании соответственно растягивают или сокращают. Скопированный отрезок диаграммы вновь сравнивают с диаграммами корреляционной схемы. При сравнении вычерченную кривую дополняют характерными особенностями, присущими другим диаграммам,

после чего используют для типового геофизического разреза. Так обрабатывают все участки кривых КС и ПС.

В продуктивных горизонтах величины сопротивлений изменяются в зависимости от характера насыщения пласта. В этих случаях кривая КС должна отражать средние значения сопротивлений как в пределах залежи, так и за ее пределами. Для этого проводят две кривые сопротивления КС, промежуток между которыми заштриховывают или заливают тушью. Заштрихованная часть наглядно отображает среднее сопротивление для нефтегазоносного пласта, а незаштрихованная — для водоносного поля.

Осредненные кривые КС и ПС окончательно увязывают между собой и вычерчивают для типового геофизического разреза, представляющего собой сумму характерных участков коротажных кривых нескольких скважин.

Литолого-стратиграфическая колонка типового разреза составляется по комплексу геолого-геофизических данных всех скважин, пробуренных на данной площади. С этой целью керны подвергаются соответствующей увязке с коротажными данными и наносятся на коротажные кривые. На основании сопоставления коротажных диаграмм керновый материал отдельных скважин, в том числе и не вошедших в корреляционную схему, сводится в единую систематизированную колонку, которая в свою очередь увязывается с типовыми коротажными кривыми. Одновременно производится увязка стратиграфических границ, определенных по материалам микропалеонтологического анализа кернов, с границами опорных пластов.

Типовая коротажная кривая и геологическая колонка должны быть между собой тщательно увязаны. В некоторых случаях в качестве типового геолого-геофизического разреза района условно принимают геолого-геофизический разрез какой-либо одной скважины, характерный для данного района.

Разрезы скважин, используемые для построения типового геолого-геофизического разреза, так же как и отдельные интервалы, обладающие типичными геолого-геофизическими свойствами, не должны быть осложнены тектоническими или другими нарушениями.

При составлении типового геолого-геофизического разреза важным является выделение характерных опорных пластов. Число опорных пластов, выделяемых на типовом разрезе, обычно меньше числа опорных пластов, выделяемых при корреляционных построениях. Это объясняется тем, что для повышения точности при корреляционных построениях выделяют все характерные пласты, которые удастся проследить от скважины к скважине. На типовом геолого-геофизическом разрезе нет необходимости выделять большое количество характерных пластов, так как это излишне усложнит его. Поэтому на типовом разрезе рекомендуется закрепить те опорные пласты, которые безусловно выдерживаются от скважины к скважине и границы которых соответствуют определенным стратиграфическим границам разреза или некоторым пластам, четко охарактеризованным литологически. В некоторых случаях опорный пласт целесообразно привязать к продуктивному пласту. Опорные пласты могут быть выделены по кривым КС и ПС, а также одновременно по обоим кривым.

Для удобства чтения разреза каждый опорный пласт имеет свой индекс — буквенный или номерной. Более простыми для пользования и запоминания следует считать номерные обозначения (обычно римскими цифрами, нарастающими сверху вниз). Для разделения опорных пластов по их стратиграфическому положению у каждого номера ставят буквенное обозначение стратиграфического горизонта. В тех случаях, когда репер выделяется только по кривой КС или ПС, принято к номеру добавлять буквы КС или ПС.

После обозначения опорных пластов на типовом разрезе их отмечают на корреляционной схеме. Иногда для наглядности на типовом разрезе изображают две кривые сопротивлений: одну в едином масштабе, а другую в разных, меняющихся по разрезу (оптимальных) масштабах. По мере накопления материала типовой геолого-геофизический разрез дополняют новыми данными.

На рис. 120 приведен пример, иллюстрирующий методику составления типового геолого-геофизического разреза для части палеогеновых и верхнемеловых отложений месторождения западной части Прикумской области.

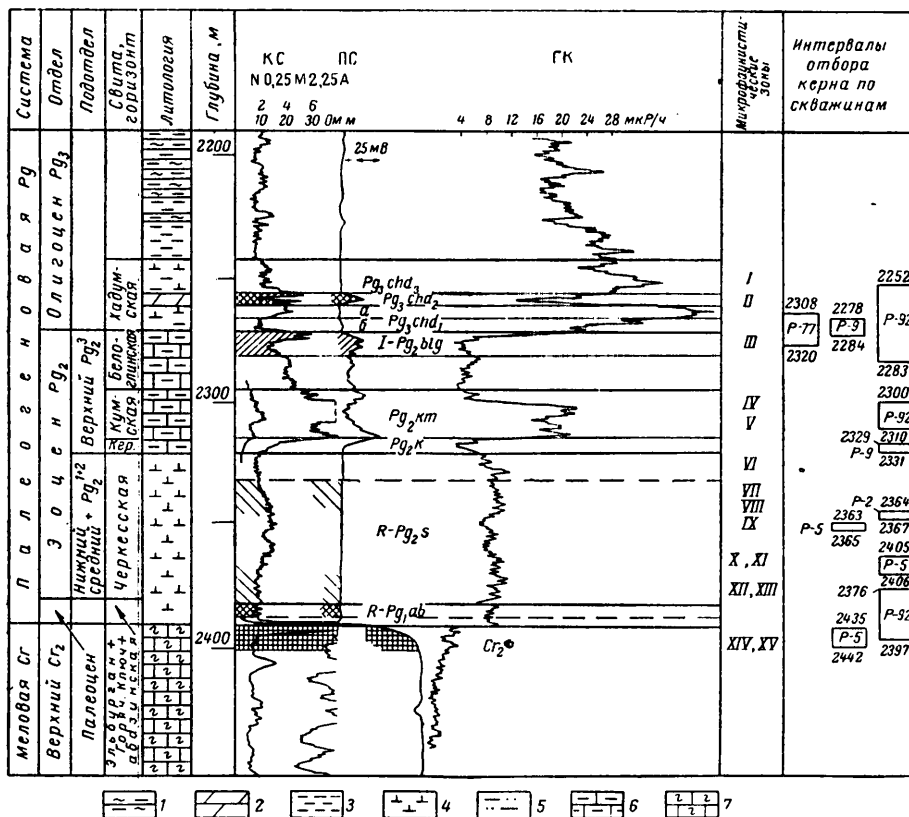


Рис. 120. Нормальный геолого-геофизический разрез по данным электрического и радиоактивного каротажа и микрофаунистического материала по скважинам одного из месторождений западной части Прикумской области.

1 — алевролит глинистый; 2 — мергель; 3 — глина; 4 — глина известкостая; 5 — глина песчаная; 6 — известняки глинистые; 7 — песчаный мел

Для составления колонки были использованы керновый материал по всем скважинам, включенным в схему, а также дополнительные материалы по другим скважинам. Определение местоположения керна в колонке производилось с учетом каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, зарегистрированных в стандартных для данного района масштабах.

При составлении типового геолого-геофизического разреза, так же как и при составлении корреляционных схем, большое внимание уделяется увязке глубин, определенных по керну и каротажным кривым [16].

в основных чертах типовую конфигурацию кривых. Поэтому сводный разрез, представленный несколькими типовыми литологическими колонками с указанием пределов изменения мощности и литологии, характеризуется единым типовым каротажным разрезом.

Методика составления сводных геолого-геофизических разрезов остается такой 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).

На рис. 121 приведен сводный геолого-геофизический разрез палеогеновых отложений восточной части северного склона Кавказа, составленный по материалам корреляционной схемы Баксан — Экендиль, протяженностью 440 км [14].

Типовой и сводный геолого-геофизические разрезы широко используются для определения литолого-стратиграфического характера пород в разрезе одной скважины. Для этого каротажная диаграмма данной скважины сопоставляется с типовой каротажной диаграммой сводного или типового разреза. Такое сопоставление дает возможность определить в первом приближении основные литолого-стратиграфические черты, присущие разрезу изучаемой скважины, и выделить на геофизических кривых опорные пласты. При этом надо учитывать, что полное совпадение геолого-геофизических разрезов данной скважины и типового разреза — явление редкое. Как правило, разрезы изучаемой скважины и типовой несколько различаются между собой. Это вызвано тем, что типовой разрез характеризует усредненные для района литологию и мощности. Для дальнейшего уточнения геолого-геофизического разреза скважины прибегают к ранее описанным способам с использованием керна и данных каротажа. Кроме того, следует учитывать, что каротажная характеристика пород в значительной мере зависит от условий измерений — параметров бурового раствора, диаметра скважины и т. д. Например, заполнение скважины высокоминерализованным буровым раствором приводит к сильному сглаживанию кривых сопротивления и ПС, что ограничивает их использование при расчленении разреза.

На основании корреляционной схемы, типового и сводного геолого-геофизических разрезов составляют таблицу глубин залегания основных опорных пластов по скважинам и их мощностей [14]. Такую таблицу используют для выполнения различных геологических построений. Типовой и сводный геолого-геофизические разрезы находят также применение при составлении геолого-технического наряда для проектируемой скважины.

§ 22. КАРТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИ ОДНОТИПНЫХ ОБЛАСТЕЙ

На картах геофизически однотипных областей производится оконтуривание границ распространения характерных литологических комплексов пород, геофизические свойства которых (электрические или радиоактивные) выдерживаются на некоторой площади без существенных изменений.

Исходными данными для построения таких карт являются результаты региональной корреляции каротажных диаграмм. В качестве объектов исследований выбирают характерные комплексы отложений, четко прослеживающиеся на каротажных диаграммах. Такие комплексы, выделенные по геофизическим данным, могут по своему объему не совпадать с известными стратиграфическими единицами.

В результате построения карт геофизически однотипных областей исследуемая территория оказывается условно расчлененной на ряд локальных областей

и переходных зон с характерными для данного комплекса геофизическими свойствами пород (электрическими и радиоактивными).

Под локальной площадью в данном случае подразумевается такая площадь, в пределах которой геолого-геофизические свойства некоторого комплекса пород не претерпевают заметных изменений от скважины к скважине. Для переходных зон (областей) характерна относительная изменчивость геофизических свойств и мощностей разрезов исследуемого комплекса. Эти изменения обычно прослеживаются в определенном направлении, сохраняя известную закономерность. Переходная зона, разделяющая локальные площади, является одновременно и связующим звеном между этими площадями. В зоне примыкания переходной области к одной из локальных площадей наблюдается преимущественное преобладание геолого-геофизических свойств разреза данной площади.

Для стратиграфических комплексов большой мощности и фациальной изменчивости, не содержащих регионально выдержанных реперных пластов, карты геофизически однотипных областей составляются отдельно для характерных участков разреза. Полученные таким образом карты совмещаются на одном плане и могут на отдельных участках перекрываться.

Карты однотипных электрических и радиоактивных областей, составленные для одних и тех же комплексов пород, наносятся также на единый план. Это облегчает сопоставление и увязку геолого-каротажных разрезов.

В переходной зоне наблюдается появление одних осадочных комплексов наряду с выклиниванием других. Изучение условий замещения одних пластов другими в этой зоне является ключом для понимания закономерностей изменения условий осадконакопления.

Непреодолимые трудности для выделения границ переходных зон возникают при слабой разбуренности района, когда удаленные друг от друга скважины вскрывают разрезы, резко различающиеся между собой. Невозможность увязки разрезов скважин, пробуренных на разных районах данной территории, является одним из показателей недостаточной разведанности региона.

Надежность и детальность оконтуривания геофизически однотипных областей и переходных зон характеризуют степень разведанности исследуемой территории.

При планомерной разведке региона существенное значение для разведочных целей приобретают скважины, пробуренные в пределах переходной зоны. Эти скважины дают дополнительные сведения о направлении развития продуктивных горизонтов и коллекторов.

При помощи карт геофизически однотипных областей и корреляционных схем удастся проследить закономерность в изменении литологии пластов, замещения одной фации другой и получить наиболее полное представление о характере изменения условий осадконакопления для больших регионов. Такие карты в комплексе с литолого-фациальными и другими геолого-каротажными материалами облегчают решение задач тектонического районирования, изучения условий седиментации, направления сноса обломочного материала и других геологических процессов.

На рис. 122 приведена карта характерных однотипных электрических и радиоактивных областей палеогеновых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. Она показывает, что среди палеогеновых отложений исследуемой территории достаточно четко выделяются три электрические и две радиоактивные области.

Исходными данными для выделения характерных электрических областей явились результаты корреляционных построений, установивших закономерное

изменение электрических свойств в средней части разреза ниже- и среднеэоценовых отложений и палеоэоценового комплекса. Согласно корреляционным схемам, составленным для данного района, литология выделенных на карте толщ видоизменяется от песчано-алевролитоглинистых на северо-западе до карбонатных на востоке и юго-востоке. Изменение фаций и замещение терригенных пород карбонатными происходят постепенно и прослеживаются на определенном участке территории, обозначенном на карте в виде переходной области.

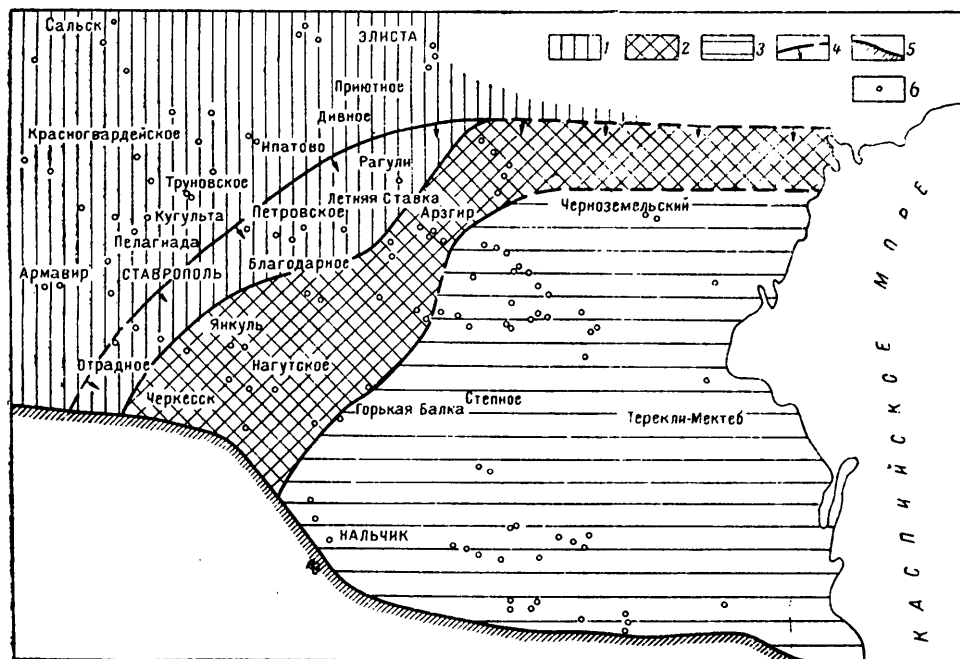


Рис. 122. Карта характерных однотипных электрических и радиоактивных областей палеоэоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья.

1 — область развития терригенных пород и репера R — Pс; 2 — переходная область; 3 — граница развития карбонатных пород; 4 — граница распространения гамма-максимума кумской свиты; 5 — линия выхода на дневную поверхность верхнемеловых отложений; 6 — скважина

В разрезах переходной области средняя часть черкесской свиты и палеоцен представлены алевролитоглинистыми или алевролитоглинистыми и известково-мергельными породами.

Однотипные радиоактивные области выделены только для пород кумской свиты. Область повышенной радиоактивности располагается к югу от проведенной границы и соответствует зоне развития кумской свиты, представленной характерными известково-аргиллитовыми битуминозными породами с повышенным содержанием в них органического углерода (см. рис. 116—119).

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ

Изучение геологического строения нефтегазоносных площадей и крупных регионов по совокупности геофизических и геологических данных сводится к составлению литофациальных и профильных геологических разрезов, литофациальных, литологических, структурных и других карт. В результате анализа полученных материалов уточняется тектоника района и выявляются пласты и горизонты, способные служить коллекторами для скопления нефти и газа, определяются изменения коллекторских свойств, литологии и мощностей продуктивных пластов по площади, а также выясняется характер фациальных замещений. Одновременно уточняются участки разрезов, к которым приурочены стратиграфические перерывы и трансгрессивные перекрытия, выявленные на основании корреляционных схем, и производится унификация стратиграфических границ.

Полученные геологические материалы используются для реконструкции палеогеографии исследуемой территории, выявления условий осадконакопления и перспектив нефтегазоносности. Надежность перечисленных геологических материалов в значительной степени зависит от тщательности корреляции геолого-геофизических разрезов скважин и обоснованности для исследуемой территории унифицированной стратиграфической схемы.

§ 23. ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЕ РАЗРЕЗЫ, КАРТЫ ЛИТОФАЦИЙ И ЗОНАЛЬНЫЕ КАРТЫ

Исходным материалом для построения литофациальных разрезов и карт литофаций служат литологические колонки, полученные на основании геолого-геофизических исследований скважин, типовых и сводных геолого-геофизических разрезов.

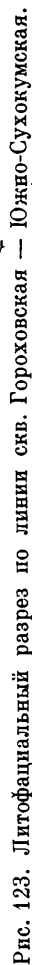
Литофациальные разрезы

Литофациальные разрезы служат для изображения изменений литофаций и мощностей в заданном направлении (предпочтительнее по простиранию и вкрест простиранию структуры) для отдельных стратиграфических горизонтов или комплексов пород.

Построение литофациальных разрезов производится относительно некоторой условно выравненной литолого-стратиграфической границы, которая четко выражается на каротажных диаграммах. Ниже этой границы по данным разрезов скважин или обнажений строится литологическая колонка в выбранном вертикальном масштабе. Нижняя граница исследуемой толщи проводится по данным карт равных мощностей. Направление литолого-фациального разреза удобно совмещать с направлением одной из ранее составленных корреляционных схем.

Литофациальные разрезы, построенные по нескольким направлениям, служат дополнительным материалом для определения характера изменения литофаций и оценки условий осадконакопления.

Пример литофациального разреза, составленного в направлении Гороховская скв. 2 — Южно-Сухокумская скв. 6, расположенных в Прикумской области на расстоянии 104 км друг от друга, показан на рис. 123. Исходным материалом для построения указанного литофациального разреза явилась корреляционная схема, составленная в этом же направлении и изображенная на



1 — песчанки; 2 — алевролит глинистый; 3 — глины; 4 — глины песчаные; 5 — глины известковые; 6 — глины песчано-известковые; 7 — мергели; 8 — мергели глинистые; 9 — известняки; 10 — известняки глинистые; 11 — известняки песчаные; 12 — пшичий мей; 13 — аргиллиты; 14 — известняки глинистые (переломленные)

рис. 116. В качестве условной выравненной поверхности для данного литофа-
циального разреза принята кровля хадумской свиты. Нижняя граница прове-
дена по материалам карты равных мощностей палеоценовых отложений.

Карты литофаций

Литофациальные карты (карты литофаций) характеризуют изменения лито-
логического состава некоторого стратиграфического горизонта и отражают пре-
обладающий вещественный состав пород данного возраста. Литофациальные
карты рекомендуется совмещать с картами равных мощностей. Существует
несколько различных способов выделения литофаций и построения литофа-
циальных карт.

Один из способов, разработанный американскими литологами В. К. Крум-
бейном и Ф. П. Шипардом, предусматривает построение количественных лито-
фа-циальных карт при помощи треугольной диаграммы. Основным условием
успешного применения названной методики является детальное расчленение
изучаемого стратиграфического комплекса на характерные литологические
группы пород. Это достигается использованием каротажных диаграмм, которые
наиболее полно и объективно освещают литологический состав разрезов
скважин.

В зависимости от литологического состава исследуемой толщи основными
породами могут быть известняки, песчаники, глины (аргиллиты) или разновид-
ности одного типа пород, например песков (кварцевых, аркозовых, полимикто-
вых). Все другие породы объединяются с близкой к ним по составу одной из
трех основных групп. Для изображения литофаций, представленных основными
группами пород и их производными, на треугольной диаграмме выделено десять
зон, пронумерованных в соответствии с условными обозначениями литологии
(рис. 124).

Первая, четвертая и седьмая зоны соответствуют преобладанию в разрезе
отложений одной из основных групп пород, которая составляет здесь от 75 до
100% общей мощности пород в разрезе. В середине диаграммы выделена десятая
зона, в которую входят разрезы, состоящие из всех групп пород примерно в рав-
ном количестве: каждая группа составляет от 20 до 60% мощности разреза.
Во всех остальных зонах преобладает один из компонентов (40—70% от общей
мощности), другой составляет 25—40%, а третий компонент — 0—20% мощ-
ности разреза. Разрезы, состоящие только из двух групп пород, изображаются
точками, которые располагаются на внешнем контуре диаграммы.

Подготовка данных для размещения на треугольной диаграмме заклю-
чается в расчленении геолого-геофизического разреза на три характерные лито-
логические группы и вычислении процентного содержания суммарных мощно-
стей каждой из выделенных групп пород; общая мощность пород принимается
за 100% (рис. 125). Результаты расчетов, полученные для разреза каждой сква-
жины, записываются в таблицу и в виде точек наносятся на треугольную диа-
грамму. Точки наносятся с помощью вспомогательных линий, параллельных
сторонам треугольника.

Пример представления мощности и процентного содержания основных лито-
логических комплексов в разрезе неокомских отложений Восточного Предкав-
казья приведен в табл. 8.

Положение точки в той или иной зоне треугольной диаграммы отображает
соотношение основных групп пород для конкретного разреза и характеризует
литофацию данного комплекса. Таким образом классифицируются все имеющиеся

разрезы и составляется литофациальная карта. Для удобства изображения участок литофациальной карты, примыкающий к рассматриваемому разрезу, и зона треугольной диаграммы, в которой разрез размещен, обозначаются одним и тем же условным знаком. Границы литофациальных зон на карте находят путем интерполяции между соседними точками, входящими в разные зоны.

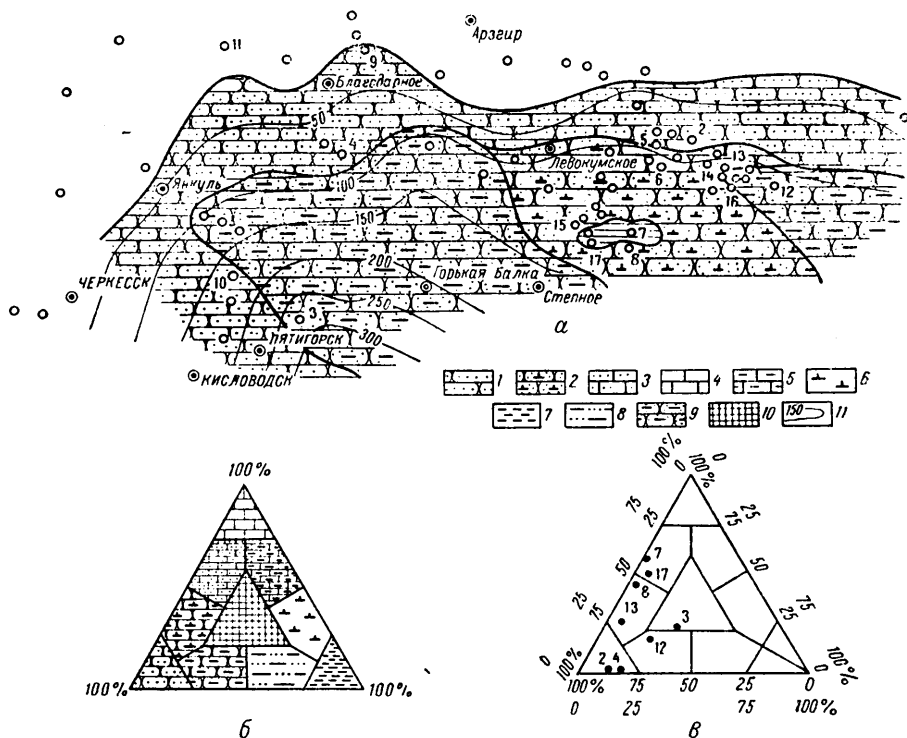


Рис. 124. Схема литофаций и мощностей неокомских отложений (а), диаграмма распределения литофациальных зон (б) и диаграмма процентного соотношения трех групп пород в разрезах скважин неокомских отложений Восточного Предкавказья (в).

1 — песчаник; 2 — песчаник известковистый; 3 — известняк песчанистый; 4 — известняк; 5 — известняк глинистый; 6 — глина известковистая; 7 — глина, аргиллит; 8 — глина песчанистая; 9 — песчаник глинистый; 10 — известково-песчаниково-аргиллитовые отложения; 11 — изопахиты неокомских отложений

Таблица 8

Номер скважины	Аргиллит		Песчаник		Известняк		Суммарная мощность, м
	мощность, м	содержание, %	мощность, м	содержание, %	мощность, м	содержание, %	
6	8	6	70	53	54	41	132
12	32	22	87	60	30	19	148

Следует иметь в виду, что на карте рядом могут располагаться только такие литофациальные комплексы, которые являются соседними на треугольной диаграмме, например зоны 1, 2, 3, 4 или 1, 2, 10, 5, 4 и т. п. Если разрезы в двух

ближайших точках окажутся не в соседних зонах треугольной диаграммы, то между ними на карте должны пройти все промежуточные зоны. Например, если один разрез оказался в зоне 1, а другой в зоне 4, то на карте между ними должны быть указаны полосы литофаций, соответствующие зонам 2 и 3. Границы между литофациальными комплексами могут быть определены путем пропорционального деления расстояния между данными разрезами.

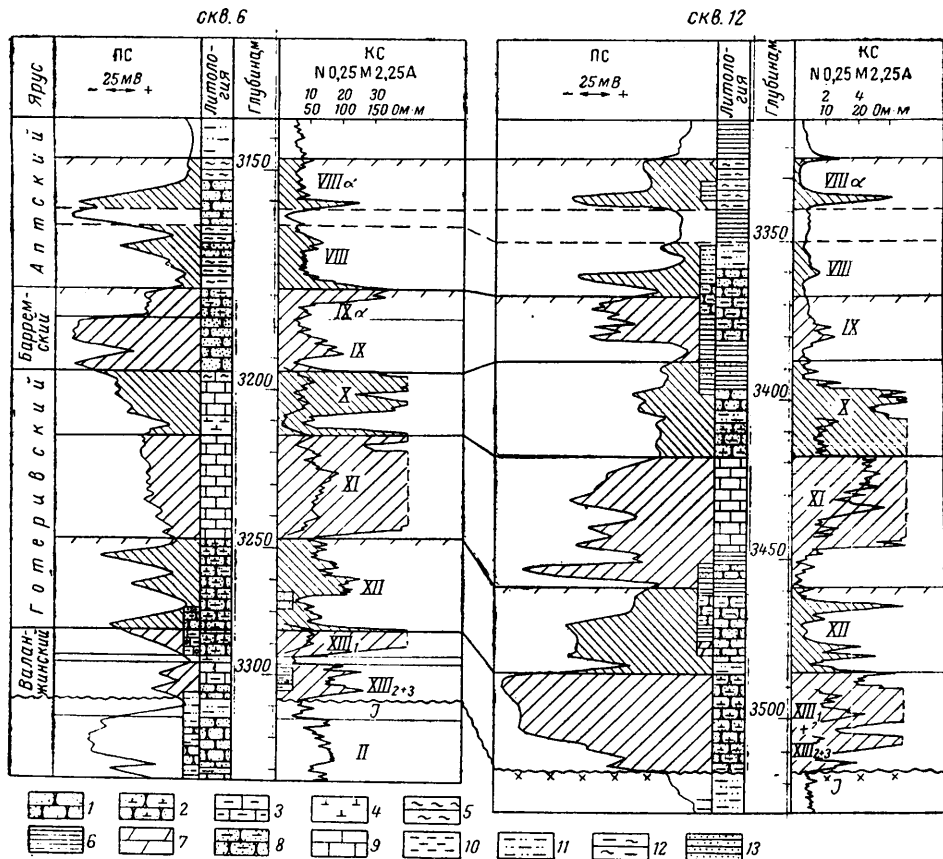


Рис. 125. Пример расчленения неокомских отложений на характерные литологические группы по разрезам скв. 6 и 12 Восточного Предкавказья.

1 — песчаник; 2 — песчаник известковый; 3 — известняк глинистый; 4 — глина карбонатная; 5 — алевролит; 6 — аргиллит; 7 — мергель; 8 — песчаник глинистый; 9 — известняк; 10 — глина; 11 — глина песчаная; 12 — алевролит глинистый; 13 — аргиллит песчаный

Для расчленения разрезов скважин на основные группы пород в первую очередь используются данные каротажа, а также и результаты литологического анализа керна, шлама и палеонтологические данные. Затем в изучаемом стратиграфическом комплексе выделяются пласты, каждый из которых сложен одной из трех основных групп пород, определяется суммарная мощность каждой группы пород и вычисляется содержание этих групп в процентах к общей мощности исследуемого комплекса.

При изучении нефтегазоносных толщ большое внимание должно быть уделено породам, обладающим коллекторскими свойствами. Такие породы обязательно выделяются в качестве основных групп.

Для примера составления количественных литофациальных карт приводятся результаты обработки материалов для неокомских отложений Восточного Предкавказья (см. рис. 125). Всего было исследовано 44 разреза скважин, расположенных на различных площадях Прикумской области. Для изучения

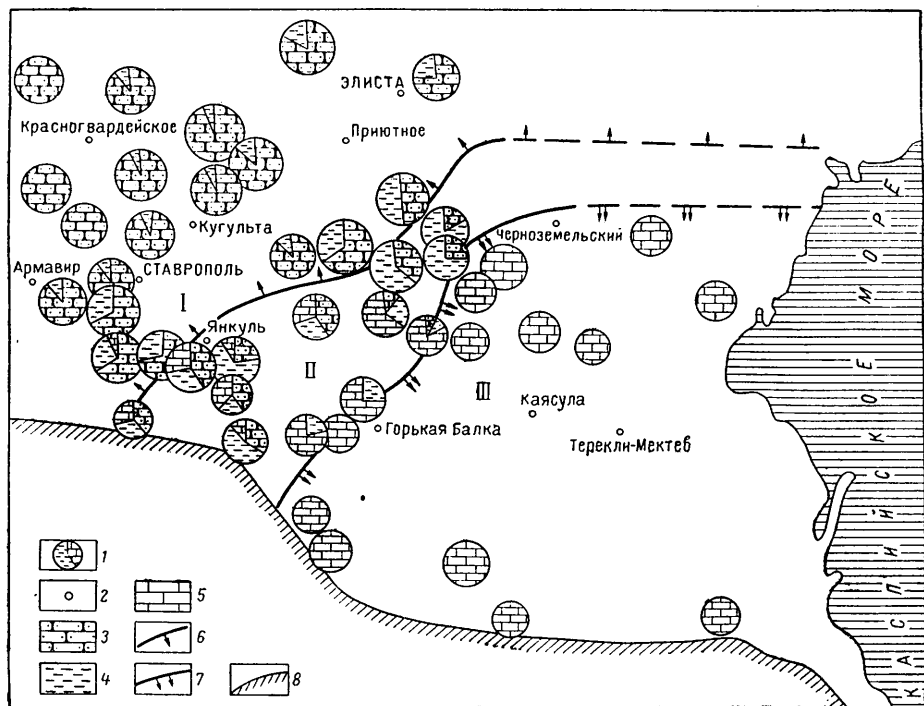


Рис. 126. Карта литофаций характерной толщи, выделяемой в нижнем + среднем эоцене Центрального и Восточного Предкавказья.

1 — площадь круга определяет мощность выделяемой толщи, площадь сектора — содержание пород; 2 — скважина; 3 — песчано-алевролитовые породы; 4 — глинисто-аргиллитовые породы; 5 — карбонатные породы; 6 — граница распространения терригенных пород; 7 — граница распространения карбонатных пород; 8 — линия выхода на дневную поверхность верхнемеловых отложений; I—III — различные литофациальные области

разрезов скважин были использованы каротажные диаграммы и данные литологических и палеонтологических определений по кернам.

Литологический состав неокомских отложений Восточного Предкавказья довольно разнообразен. Эти породы в верхней части сложены в основном песчаниками и алевролитами крупно- и мелкозернистыми, скрепленными глинистым и карбонатным цементом. Нижнюю часть неокомского комплекса составляют карбонатные отложения, представленные белыми и серыми песчанистыми известняками с прослоями карбонатных глин и мергелей. К третьей группе пород отнесены аргиллиты, глины и глинистые сланцы.

В соответствии с выделенными тремя группами пород вершины треугольной диаграммы характеризуют три основные компоненты разреза неокомских отло-

жений: песчаники, известняки и аргиллиты. Литофациальная схема неокомских отложений Восточного Предкавказья изображена на рис. 124, а.

Как видно из рис. 124, а, на схеме выделены четыре литофации, соответствующие на треугольной диаграмме зонам 9, 1, 2, 3. На преобладающей северо-западной части этой территории развиты песчаные отложения, которые к югу переходят в песчано-известково-глинистые. На локальной площади (скв. 7 и 17) эти отложения замещаются известково-песчаными. К западу и к востоку от нее разрез обогащается глинистым материалом.

Карта литофаций неокомских отложений совмещена с картой изменения мощностей. Мощность неокомских отложений изменяется с севера на юг от 0 до 300 м.

Другой формой изображения изменения литофаций является диаграмма, в которой общей мощности исследуемого комплекса соответствует площадь 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. При помощи указанной диаграммы можно в пределах исследуемой территории выделить характерные литофациальные области.

Подобные карты строят также для характерных комплексов, широко распространенных на исследуемой территории с закономерным изменением литологических свойств. К числу таких комплексов относится нижняя пачка пластов, выделяемых по каротажу для отложений нижнего + среднего эоцена Центрального и Восточного Предкавказья (рис. 126).

Как видно на рис. 126, с северо-запада на юго-восток наблюдается замещение песчано-алевролитовых пород карбонатными. Процесс замещения происходит постепенно, и на карте выделяется переходная область II, где наряду с песчано-алевролитовыми пластами получают широкое распространение глинисто-аргиллитовые и карбонатные породы. Иными словами, здесь выделяются те же три области, контуры которых совпадают с границами геофизически однотипных областей нижнего палеогена данной территории (см. рис. 122).

Литофациальные карты вместе с литофациальными разрезами представляют весьма ценный материал для составления палеогеографических карт, характеризующих закономерность распределения и изменения литологии на исследуемой территории. Литофациальные карты имеют также важное значение для поисков месторождений нефти и газа, показывая условия залегания и распространения различных пород, в том числе и коллекторов, благоприятных для скопления нефти и газа.

Зональные карты

Зональные карты служат для выделения внутри продуктивного пласта фациальноустойчивых и литологически однородных участков, характеризующихся в то же время широким распространением по площади. Такие карты представляют особый интерес при изучении нефтегазоносных пластов, подверженных сильной фациальной изменчивости, когда пески, содержащие нефть, переходят в алевролиты, глины и аргиллиты, что приводит к литологическому экранированию залежи.

Построение зональной карты сводится к прослеживанию границы распространения литологически однородного участка пласта, имеющего повышенные коллекторские свойства в пределах изучаемого эксплуатационного объекта. Исходными данными являются каротажные диаграммы и другие геолого-

геофизические сведения о разрезе, а также детальные корреляционные схемы и профильные разрезы. Анализ зональных карт производится путем совмещения нескольких карт, построенных для данного объекта, и изучения их.

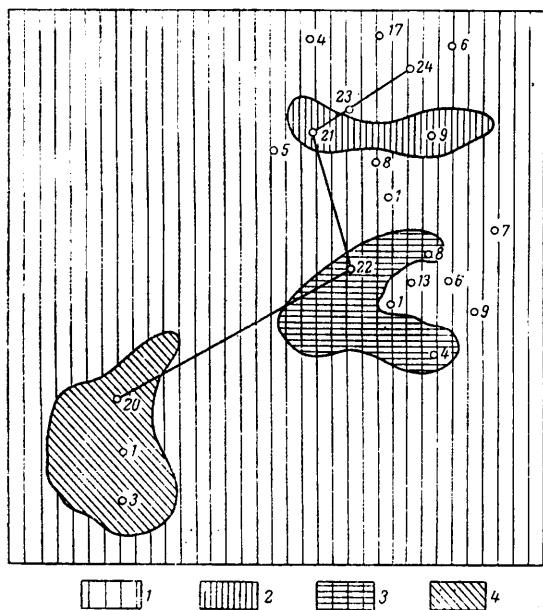


Рис. 127. Пример зональной карты.

1 — зона прослеживания Π_1 , Π_2 , Π_3 комплексов; 2 — зона прослеживания Π_1 и Π_2 и расщепления Π_2 комплексов; 3 — зона прослеживания Π_1 и Π_2 комплексов; 4 — зона прослеживания Π_1 и Π_2 комплексов и появления Π_4 комплекса

При помощи зональных карт можно выявить участки расслоения пласта на зоны с различными коллекторскими свойствами, места слияния отдельных зон в единый пласт и границы распространения участков пласта с наилучшими коллекторскими свойствами.

На рис. 127 показана зональная карта, составленная по материалам зональной корреляции (см. рис. 114). В результате детальной корреляции оказалось возможным внутри продуктивной песчаной пачки Π юрских отложений выделить четыре литологически однородных участка. Каждый участок содержит свой характерный литологический комплекс, для которого свойственны общие и частные особенности. Например, общим для всех участков является наличие в разрезе песчаного пласта Π_3 . Характерной особенностью для 2-го и 3-го участков является отсутствие песчаных пластов Π_2 и Π_4 , а для 4-го участка — появления нового пласта Π_4 .

Зональные карты являются весьма полезными 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.

§ 24. ПРОФИЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ

Профильный геологический разрез изображает геологическое строение данного участка земной коры в вертикальной плоскости. При построении профильных разрезов основным является выбор направления профиля. Важно, чтобы на профиль попадало наибольшее число скважин и чтобы его направление было перпендикулярно или параллельно оси структуры.

При построении разрезов по профилям, содержащим вертикальные и наклонные скважины, необходимо предварительно обработать наклонные скважины. Обработка заключается в проектировании на плоскость профильного разреза стволов наклонных скважин и нанесении на линию проекции масштаба глубин [16]. При построении профильных разрезов часто наряду с геологическим разрезом скважины вычерчивают и каротажную диаграмму, получая таким образом профильный геолого-геофизический разрез.

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 соответственно выбранному направлению с учетом превышения скважин над уровнем моря (абсолютных отметок) и расположения в плане.

На практике вертикальные и горизонтальные масштабы обычно берутся различными, так как иначе потребовалось бы изменять масштабы каротажных диаграмм, что связано с выполнением кропотливой и трудоемкой работы. Однако в тех случаях, когда в разрезе отсутствуют надежные опорные пласты и наблюдается глубокий размыв, сохранение горизонтального и вертикального масштабов разрезов одинаковыми является обязательным для получения обоснованных результатов.

На рис. 128 показан профильный геолого-геофизический разрез, составленный для юрских отложений одного из месторождений западной части Прикумской области. На данной площади юрские отложения в предбайосский и предбарремский этапы формирования структуры подверглись интенсивному размыву. В свою очередь юрские отложения несогласно и с размывом залегают на палеозойском метаморфизованном комплексе пород.

Наличие значительного перерыва в осадконакоплении при литологической изменчивости и сложном взаимоотношении подстилающих и покрывающих пород затруднило выделение опорных пластов и корреляцию геолого-геофизических разрезов юрских отложений обычным способом.

Распространение по площади песчаных пластов, изменения их мощности и литологических особенностей наиболее четко проявились при построении профильных геолого-геофизических разрезов. При выполнении таких построений удалось проследить закономерное выпадение из

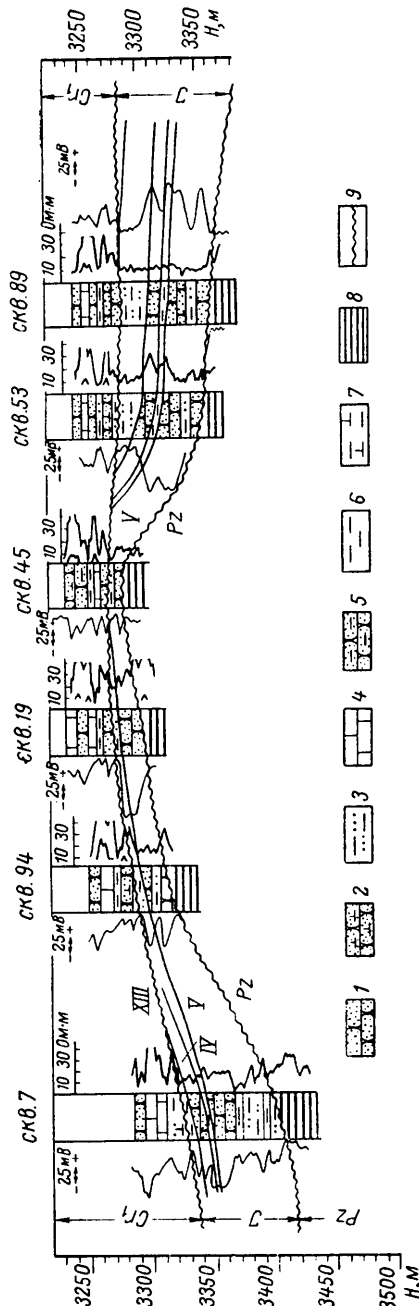


Рис. 128. Профильный геолого-геофизический разрез нижнемеловых и юрских отложений одного из месторождений западной части Прикумской области (глубины даны в абсолютных отметках).

1 — песчанник; 2 — песчанник карбонатный; 3 — глина песчаная; 4 — глина известняк; 5 — известняк; 6 — глина; 7 — глина карбонатная; 8 — отложения палеозоя; 9 — линии размыва

разреза отдельных комплексов пород по мере передвижения от крыльев к своду структуры. Наименьшая мощность юрских отложений, представленных лишь нижней частью пачки V мощностью 12 м, отмечается в скв. 45, пробуренной в своде структуры.

Сейсмо-геологические профильные разрезы составляются для исследования больших регионов, неравномерно разбуренных, когда построение профильных геологических разрезов только по данным бурения затруднительно. Большую помощь при этом оказывают данные сейсморазведки. При построении сейсмо-геологических профильных разрезов используют материалы корреляционных схем и сейсморазведочных работ. Направление профильных разрезов должно по возможности совпадать с направлением корреляционных схем.

Для использования наибольшего числа скважин линия профиля может несколько отклоняться от прямой и изламываться. Отдельные скважины, не попадающие на линию профиля, но близко расположенные от него, проектируются на профиль обычными способами. В основных скважинах, через которые проходит профиль, сохраняются литолого-стратиграфические колонки, в снесенных — только стратиграфические.

На профильный разрез наносятся опорные отражающие горизонты, которые увязываются с промыслово-геофизическими данными. Прослеживание опорных горизонтов на профиле производится с учетом соответствующих сейсмических структурных карт и профилей.

На основании многочисленных построений, выполненных для территории Центрального и Восточного Предкавказья, выяснилось, что привязка опорных сейсмических горизонтов к литолого-стратиграфическим границам проводится часто с различной точностью, а иногда условно. Ошибки в привязке опорных отражающих горизонтов к литолого-стратиграфическим границам обуславливаются фациальным замещением, явлением трансгрессивного налегания опорных пластов, а иногда и выклиниванием их, недостаточной точностью определения скоростной характеристики вышележащих пластов и значительным ее изменением по площади, осложнением корреляции опорных горизонтов вследствие интерференции волн. В результате сейсмические опорные границы, от которых по всем данным следовало бы ожидать получения отражений, часто не совпадают со стратиграфическими, что затрудняет увязку опорных горизонтов, прослеженных различными партиями.

Расхождение в глубинах опорных сейсмических горизонтов с отождествляемыми литолого-стратиграфическими границами достигает для белоглинской, кумской свит и верхнего мела Центрального и Восточного Предкавказья 100 м и более. Полученные расхождения выявляются по данным бурения.

Несовмещение опорных сейсмических границ со стратиграфическими не исключает использования их для выявления конфигурации и прослеживания на профиле стратиграфических комплексов и характерных пластов. Руководствуясь конфигурацией опорных сейсмических горизонтов, на профиле прослеживают вышележащие и нижележащие литолого-стратиграфические границы изучаемого комплекса.

Точность прослеживания границ характерных литологических комплексов с учетом каротажных и сейсмических данных снижается с удалением границ пластов от опорных горизонтов и с увеличением расстояний между скважинами.

Существенную помощь при построении профильных разрезов оказывают структурные карты различных опорных горизонтов, построенные для значительной части территории или небольшой площади, карты геофизически однотипных областей, карты равных мощностей и литофациальные карты. Эти

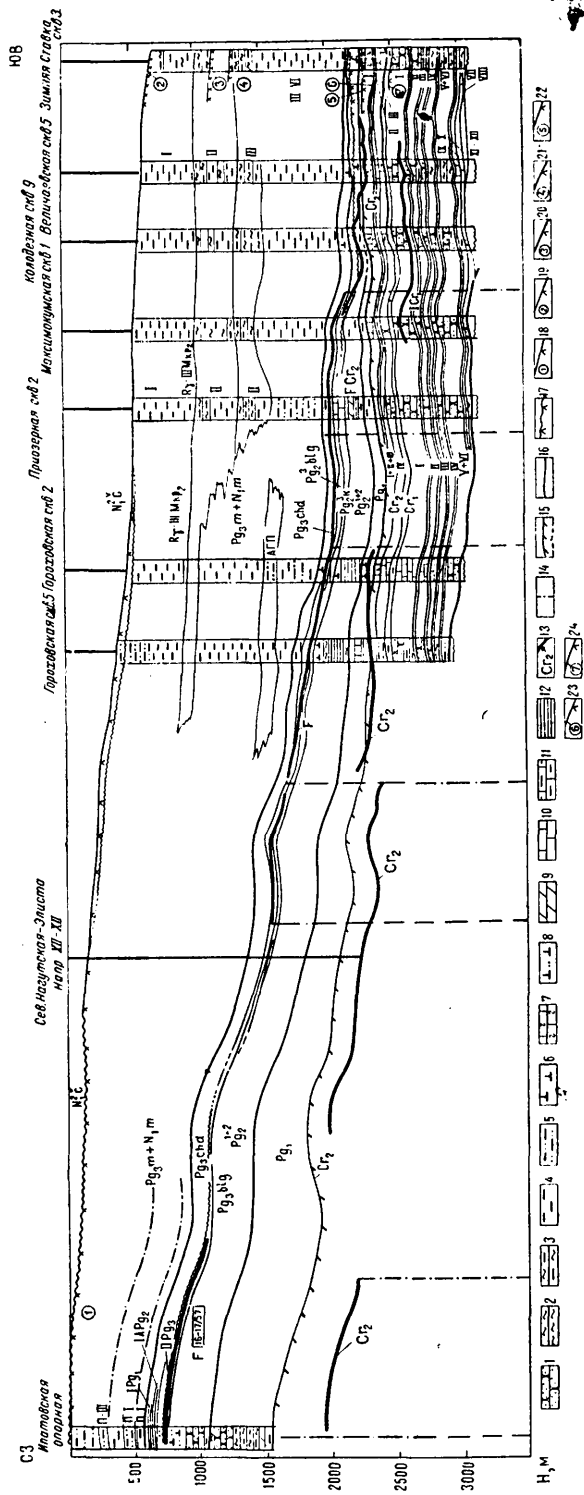


Рис. 129. Сейсмо-геологический профильный разрез по линии Ипатьевская опорная скважина — Зимняя Ставка скв. 3.

1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — алевролит глинистый; 4 — глина; 5 — глина известковая; 6 — глина известковистая; 7 — мел писчий; 8 — глина песчано-известковистая; 9 — мергель; 10 — известняк; 11 — известняк глинистый; 12 — аргиллит; 13 — опорные отражающие сейсмические горизонты с индексами, присвоенными геофизическим трестами; 14 — границы работ сейсмических партий; 15 — границы, проведенные по промыслово-геофизическим данным с учетом сейсмических материалов; 16 — границы, проведенные по данным бурения; 17 — поверхность разлома; 18 — кровля отложений майкопской свиты. Геологические границы по данным структурных карт. 19 — по кровле майкопской свиты, 20 — по кровле III пачки майкопа, 21 — по кровле IV пачки майкопа, 22 — по подошве фораминиферовой свиты, 23 — по кровле верхнего мела, 24 — по кровле нижнего мела

материалы, с одной стороны, контролируют построение профильного разреза и насыщают его дополнительными данными, а с другой — сами обогащаются дополнительными материалами, полученными на основании использования сейсморазведочных данных.

На рис. 129 приведен пример построения сейсмо-геологического профильного разреза через скважины. Протяженность профиля 210 км. Профильный разрез сечет в направлении с северо-запада на юго-восток области развития карбонатных, алевролитно-мергельно-глинистых и песчано-глинистых палеогеновых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. Восточная часть профильного разреза между Гороховской скв. 5 и Зимняя Ставка скв. 3 довольно хорошо изучена бурением и сейсморазведкой. Непрерывный опорный отражающий горизонт отождествляется здесь с верхней границей палеогеновых и верхнемеловых отложений. Небольшая мощность нижнего палеогена затрудняет изучение этой границы сейсморазведкой, а иногда приводит к путанице в отождествлении этих границ с тем или иным стратиграфическим комплексом. В результате в разных сейсмических партиях непрерывный отражающий горизонт относится к $C_{г2}$, $FC_{г2}$, F , тогда как в большей своей части он соответствует размытой поверхности кумской свиты. В то же время в районе Колодезная скв. 9, Зимняя Ставка скв. 3 этот горизонт совпадает с кровлей $C_{г2}$.

На рис. 129 есть ряд других примеров неправильного отождествления отражающего горизонта со стратиграфическими границами (например, горизонт $C_{г2}$ западнее Гороховской скв. 2, горизонт $C_{г1}$ в районе Колодезная скв. 9).

Из изложенного следует, что совместное использование материалов сейсморазведки, промысловой геофизики и данных бурения позволяет увязывать опорные отражающие горизонты, полученные разными партиями, уточняет их стратификацию, а также повышает точность интерпретации данных сейсморазведки и корреляционных построений.

§ 25. СОСТАВЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ КАРТ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СКЛАДЧАТЫХ СТРУКТУР

Для изучения складчатых структур по данным бурения составляют различные геологические карты: структурно-тектонические, карты мощности, карты горизонтального среза и др.

Для построения перечисленных карт используют материалы бурения скважин, в первую очередь данные каротажа.

Структурно-тектонические карты

Для изучения закономерностей распространения складчатых структур в пределах крупных регионов большое значение приобретают региональные структурные карты. Такие карты, прокорректированные материалами глубокого бурения и геофизики, характеризующие соотношения между крупными тектоническими зонами, составляют структурно-тектонические карты.

При построении структурно-тектонических карт приобретают большое значение сейсмо-геологические профильные разрезы. Эти разрезы, составленные с учетом каротажных и сейсмических данных, отражают гипсометрический уровень глубинных горизонтов с достоверностью, наибольшей для данной стадии изучения региона. Поэтому использование таких материалов в совокупности с корреляционными схемами и другими данными бурения представляет значительный интерес при построении структурно-тектонических карт.

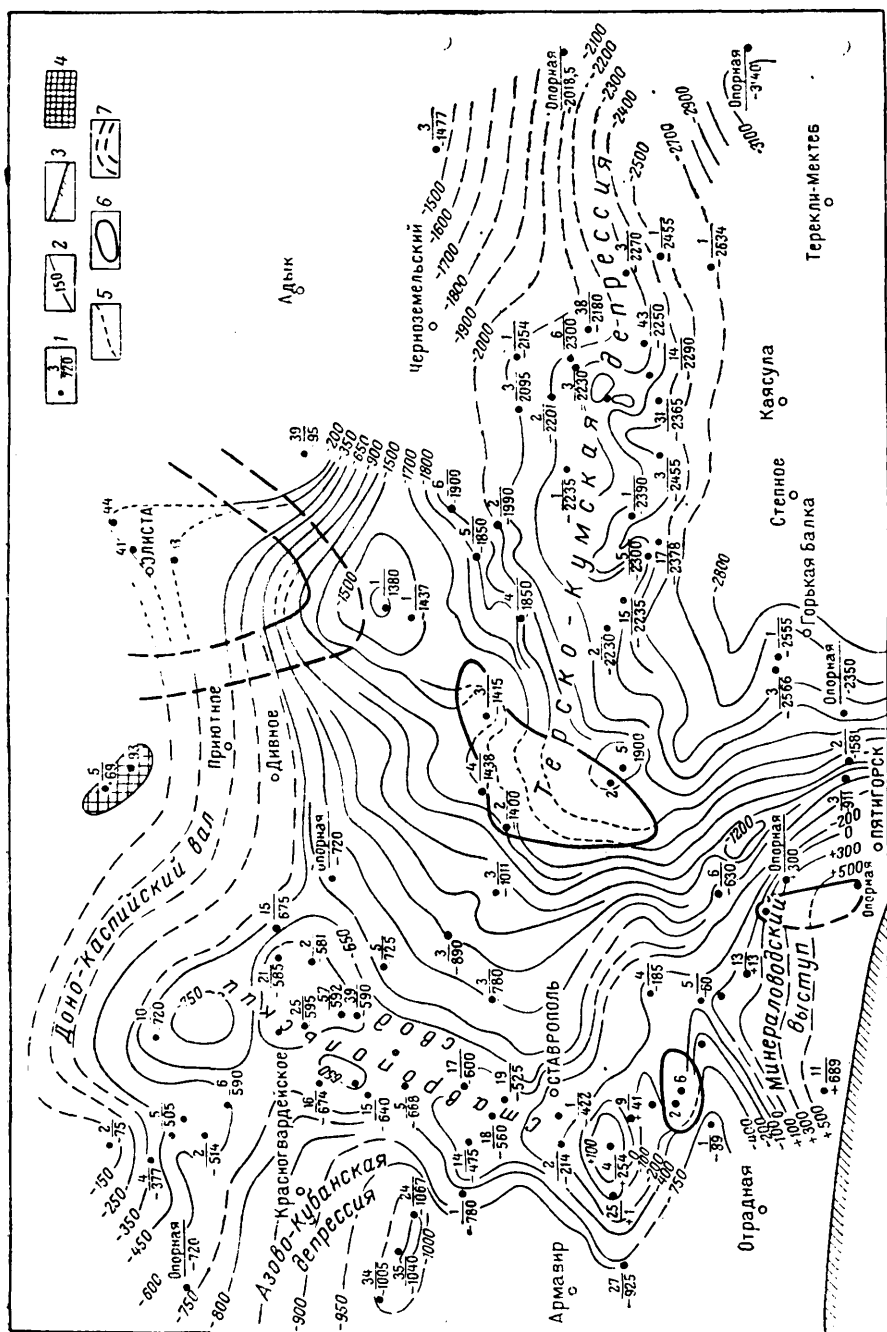


Рис. 130. Схематическая структурно-тектоническая карта по поверхности эоценовых отложений (белоглинской свиты) Центрального и Восточного Предкавказья.

1 — в числе номер скважины, в значении гипсометрические отметки; 2 — линия выхода на дневную поверхность верхнеэоценовых отложений; 3 — изолинии по трансгрессивной поверхности эоценовых отложений; 4 — выходы на дневную поверхность эоценовых отложений; 5 — изолинии по трансгрессивной поверхности эоценовых отложений; 6 — область отсутствия белоглинской свиты; 7 — область частичного размытия белоглинской свиты

На рис. 130 дана структурно-тектоническая карта, составленная по кровле белоглинской свиты, а для западной части Центрального Предкавказья, где белоглинская свита размыта, — по размытой ее поверхности. На участках, где белоглинская свита полностью размыта, изогипсы проведены пунктиром и соответствуют контакту хадумской и кумской свит.

Выбор белоглинской свиты для построения структурно-тектонической карты объясняется хорошей изученностью этого комплекса пород. Кроме того, белоглинская свита является одним из опорных отражающих сейсмических горизонтов названной территории.

Для обоснования гипсометрического уровня верхней границы эоцена (белоглинской свиты) опорный сейсмический горизонт, приуроченный к верхнеэоценовому комплексу, увязывался с литолого-стратиграфическими колонками скважин, уточненными по каротажу. При построении рассматриваемой структурной карты было использовано 14 сейсмо-геологических профильных разрезов.

Карты горизонтального среза (пластовые карты)

Пластовые карты представляют 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 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, в результате чего получается карта горизонтального среза.

Построение пластовых карт весьма эффективно в платформенных областях при пологом залегании пластов, где амплитуды складок измеряются лишь десятками метров и соизмеримы с амплитудами рельефа дневной поверхности. В этих условиях на обычных геологических картах тектонические структуры отражаются лишь в самых общих чертах, что затрудняет практическое использование геологических карт. Между тем на картах горизонтального среза форма геологических границ достаточно хорошо отражает тектонику исследуемого участка даже при пологом залегании пластов и малой амплитуде складок.

Построение достаточно точных пластовых карт для платформенных областей возможно тогда, когда на исследуемой территории пробурено достаточно большое количество скважин, разрезы которых между собой увязаны при помощи корреляционных схем, а также путем построения профильных разрезов, структурных карт и др.

На рис. 131 дан пример геологической карты горизонтального среза на гипсометрическом уровне — 2300 м, составленной для территории Центрального и Восточного Предкавказья.

Исходными данными для построения названной карты явились сейсмо-геологические профильные разрезы, корреляционные схемы, структурно-тектонические карты по поверхности эоценовых отложений, карты равных мощностей эоцена и палеоцена и структурная карта Ставрополя по кровле домезозойского фундамента. На рассматриваемой карте нашли отражение основные структурно-тектонические элементы и отдельные структурные поднятия. Прослеживается полоса выходов палеогеновых отложений, приуроченных к основным

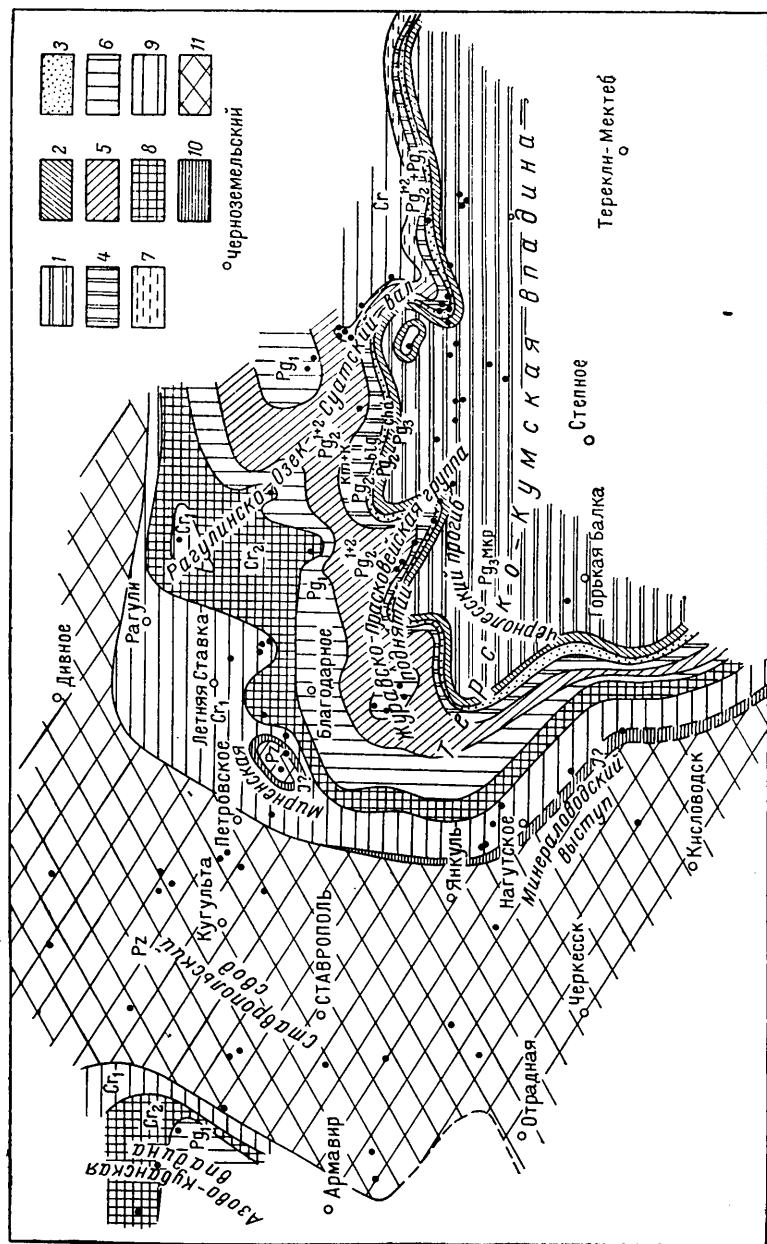
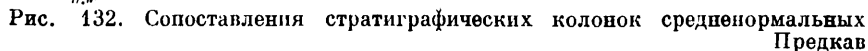


Рис. 131. Геологическая карта горизонтального среза на уровне —2300 м Центрального и Восточного Предкавказья

1 — майкопской серии; 2 — хадумского горизонта; 3 — белоглинский свиты; 4 — кумско-керегинский свиты; 5 — нижне- и среднеэоценовых, 6 — палеоценовых, 7 — нижне-, среднеэоценовых и палеоценовых отложений; 8 — верхнего мела; 9 — нижнего мела; 10 — юры; 11 — палеозой

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. Построение карт горизонтального среза позволяет получить ряд ценных данных о геологическом строении района и тектоническом районировании. В платформенных областях эти материалы могут принести большую пользу при проектировании геологоразведочных работ.

В результате детального стратиграфического расчленения некоторого комплекса осадочных пород для отдельных площадей возникает необходимость



214

с выделением опорных пластов общепринятые стратиграфические комплексы на корреляционных схемах подвергаются более дробному делению. Такие дробно расчлененные комплексы часто не имеют широкого распространения по площади, но удобны для детального сопоставления разрезов ближайших скважин, особенно при изучении продуктивных толщ.

Для обоснования и унификации стратиграфических границ в условиях фациально изменчивых отложений помимо корреляционных схем привлекают дополнительные геолого-геофизические материалы: карты геофизически однотипных областей, карты литофаций, литофациальные и профильные геологические разрезы, а также другие геологические и геофизические данные.

Без таких данных невозможно увязать разрезы фациальноизменяющихся отложений. Большую помощь в составлении указанных разрезов могут оказать карты геофизически однотипных областей и сейсмо-геологические профильные разрезы (см. § 22, 25). Наличие переходных областей, выделяемых на картах геофизически однотипных областей, способствует составлению унифицированной стратиграфической схемы для значительной территории. При резкой фациальной изменчивости некоторых комплексов пород на унифицированной стратиграфической схеме такие комплексы представляются не одной, а двумя-тремя литологическими колонками с указанием территории распространения каждой из них.

Существенное преимущество стратиграфической схемы, составленной с привлечением данных каротажа, заключается в том, что каротажные диаграммы имеются для всех скважин, легко доступны и сравнительно легко обрабатываются. Последнее повышает эффективность использования унифицированной схемы в практической работе. Унифицированная стратиграфическая схема, составленная по комплексу промыслово-геофизических и геологических данных, должна явиться естественным продолжением ранее выполненных исследований, дополнять и расширять их.

В качестве примера унификации стратиграфических границ по комплексу промыслово-геофизических и геологических данных на рис. 132 приведено сопоставление стратиграфических колонок типовых геолого-геофизических разрезов следующих районов Центрального и Восточного Предкавказья: Расшеватского, Грачевского, Мирненского, Чкаловского, Прасковейского и Колодезного.

Каждый типовой разрез снабжен тремя колонками, в которых показаны стратиграфические границы, проведенные с учетом сопоставления каротажных диаграмм (рекомендуемые) по микрофаунистическим данным, и границы опорных пластов, полученных при сопоставлении каротажных диаграмм.

ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ОЦЕНКИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Данные каротажа находят широкое применение для выделения в разрезе коллекторов, оценки их пористости, нефтегазонасыщенности эффективной мощности, положения водо-нефтяного и газо-жидкостного контактов.

Глава VII

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Выделение в разрезе коллекторов и оценка характера их насыщения нефтью, газом или водой являются одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых скважин. К числу коллекторов относится любая пористая, трещиноватая и проницаемая порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке. В природных условиях в качестве коллекторов чаще всего служат песчаные, алевритовые и карбонатные отложения.

Содержание в породе слюдистых и чешуйчатых минералов группы глин, а также цементирующего материала (глинистого, карбонатного, лимонитового и других) снижает коллекторские и фильтрационные свойства породы.

Глины, сланцы, аргиллиты, малопористые, нетрещиноватые, плотные известняки, доломиты, песчаники, а также гидрокхимические осадки (гипсы, ангидриты, соль) практически непроницаемы и относятся к категории неколлекторов.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки метода и геолого-геофизических условий района.

В районе с известным разрезом при выделении коллекторов производят сопоставление каротажной диаграммы с типовым геолого-геофизическим разрезом и диаграммами соседних, ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно. Одновременно с выделением коллекторов обычно определяют литологию по геолого-геофизическим данным.

Выделению коллекторов по каротажным данным способствует ряд объективных признаков. К основным из них относятся проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и наличие характерных показаний на различных геофизических кривых, которые наиболее достоверны при комплексном изучении коллекторов.

Проникновение фильтрата бурового раствора устанавливается по следующим данным.

1. По двум замерам сопротивления, выполненным в разное время, при помощи бокового каротажного зондирования (БКЗ) или бокового и индукционного

каротажа. Различие в показаниях удельных сопротивлений возникает в этом случае вследствие дополнительного с течением времени проникновения фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор.

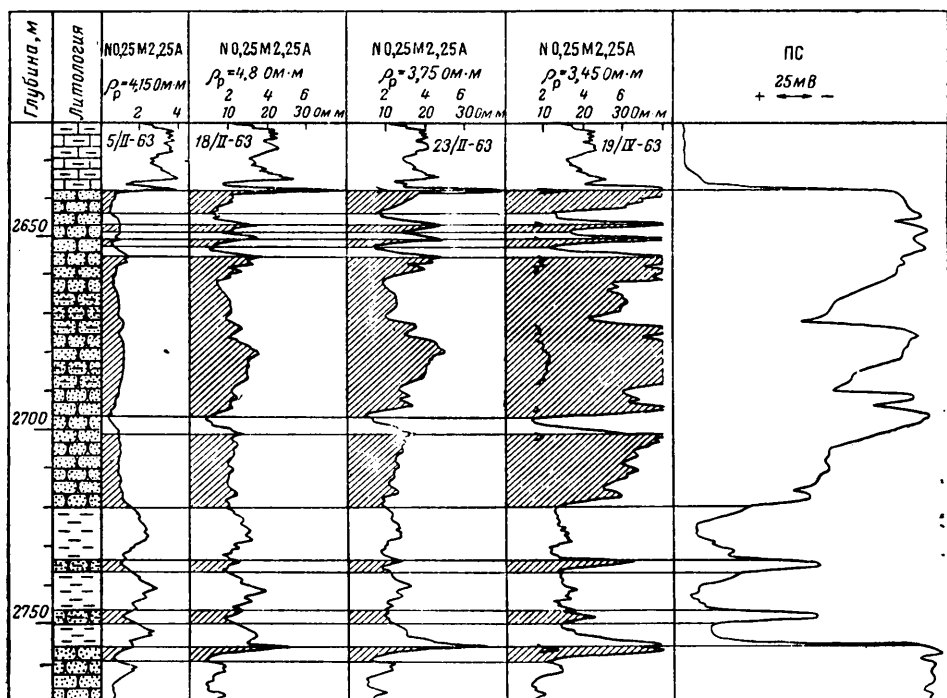


Рис. 133. Пример увеличения глубины проникновения фильтрата бурового раствора со временем в проницаемый песчаный пласт

Проникновение фильтрата бурового раствора в пласт является динамическим процессом, зависящим от продолжительности времени, истекшего после вскрытия проницаемого пласта. Увеличение со временем глубины проникновения раствора в пласт, которое обнаруживается при повторных замерах, служит надежным признаком, указывающим на наличие в разрезе проницаемого пласта. Если удельное сопротивление фильтрата бурового раствора превышает удельное сопротивление пластовой воды, в водоносных пластах наблюдается рост сопротивления, а в нефтегазоносных — некоторое снижение. На рис. 133 дан пример увеличения глубины повышающего проникновения раствора со временем в водоносный пласт. Увеличение глубины проникновения вызвало рост значений сопротивлений против проницаемых песчаных пластов, насыщенных высокоминерализованной пластовой водой, при условиях неизменности диаметра скважины, зонда, удельного сопротивления бурового раствора.

2. По трехслойным кривым бокового каротажного зондирования, свидетельствующим о наличии повышающего или понижающего проникновения фильтрата бурового раствора в пласт (см. рис. 41, 42 и 138).

3. По наличию глинистой корки против проницаемого пласта, обнаружива-

емой каверномером при измерении диаметра скважины или микрозондами (см. рис. 66).

В ряде случаев изменение сопротивления в зоне проникновения против коллекторов не наблюдается. Это справедливо для водоносных пластов, если сопротивления фильтра бурового раствора, проникающего в пласт, и пластовой воды равны, при проникновении слабоминерализованного фильтра раствора в нефтегазоносный пласт не очень большого сопротивления. При этих условиях сопротивление зоны проникновения равно удельному сопротивлению неизменной части пласта и кривая БКЗ имеет вид двухслойной кривой.

Выявление коллекторов сильно затрудняется при незначительном проникновении фильтра бурового раствора в пласт, а иногда проникновение раствора в коллектор вовсе не наблюдается. Такое явление чаще всего отмечается в нефтегазоносных пластах при высоких пластовых давлениях, близких к гидростатическому давлению столба бурового раствора.

Проникновение раствора может не отметиться в нижней части высокопористых песчаников, обладающих большой проницаемостью по вертикали. При этом слабоминерализованный более легкий фильтр бурового раствора вытесняется в верхнюю часть пласта более плотной высокоминерализованной пластовой водой. При бурении на высококачественных растворах, приготовленных на коллоидальных глинах, обладающих низкой водоотдачей, толщина глинистой корки может быть не достаточно большой, чтобы быть отмеченной на кавернограмме.

Значительные трудности возникают при выделении коллекторов, представляемых переслаивающимися тонкими прослоями песчаных и глинистых пород.

В общем случае выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геофизических и геологических исследований разрезов скважин, включая отбор керна боковым грунтоносом, и промысловых исследований режима работы скважины.

Для расчленения разреза по каротажным диаграммам, выделения в нем плотных и проницаемых пород необходимо иметь ясное представление об изучаемом разрезе в целом. Интерпретация каротажных диаграмм для песчано-глинистого (терригенного) и карбонатного разрезов имеет свои специфические особенности. Если разрез сложен часто чередующимися песчано-глинистыми и карбонатными породами, то расчленение его осложняется.

Рассмотрим особенности выделения коллекторов для различных литологических комплексов.

§ 27. ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Песчаные и алевритовые (слабо сцементированные неглинистые) коллекторы выделяются в терригенном разрезе с учетом перечисленных основных признаков коллекторов и наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, гамма-каротажной кривой и кавернограммы.

Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальная гамма-активность по кривой ГК (при отсутствии в пласте радиоактивных минералов); образование глинистой корки и сужение диаметра скважины по кавернограмме (исключения встречаются редко).

Для разделения малопористых плотных песчано-алевролитовых пород и слабо сцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные

исследования, из которых наиболее эффективными являются микрокаротаж, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Присутствие глинистого материала в горной породе (в виде включений, прослоев или рассеянного по пласту) влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, радиоактивные, акустические и другие геофизические свойства. Поэтому песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, 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 для чистых неглинистых песчаных пород.

Амплитуда отклонения кривой ПС в глинистых коллекторах значительно меньше, чем против неглинистых чистых песчаных пластов. В ряде случаев глинистый коллектор представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых прослоев. Если мощность тонко чередующихся песчано-алевролитовых прослоев достигает одного—двух диаметров скважины, то наряду с общим уменьшением амплитуды ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов против отдельных прослоев. При этом глинистый коллектор с песчано-алевролитовыми прослоями малой мощности, исчисляемой сантиметрами, может вовсе не отразиться на кривой ПС (см. рис. 14).

Влияние глинистого материала на удельное сопротивление горной породы довольно сложно и возрастает с увеличением удельного сопротивления пластовой воды (см. § 3). Поэтому использование кривой сопротивления для выделения глинистых коллекторов также затруднительно.

Выделение глинистых коллекторов производится на основании количественного анализа комплексных данных различных видов каротажа: амплитуды отклонения кривой ПС, удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта, кавернограмм, кривых микрокаротажа, показаний гамма-каротажной кривой и др., а также значений пористости и проницаемости, определенных по кернам.

Рассмотрим некоторые способы выделения глинистых коллекторов на примере исследования разреза нижнемеловых отложений Прикумской области.

В пределах Прикумской области нижнемеловые отложения представлены песчано-алеврито-глинистыми породами, местами обогащенными карбонатным материалом. Проницаемые песчано-алеврито-глинистые иласты, залегающие среди глин, являются коллекторами. Высокая концентрация солей в пластовых водах (3600—3800 ммоль/л), значительные температуры пород (120—140° С) и большая общая пористость обуславливают низкие значения удельных сопротивлений. На кривых сопротивлений, зарегистрированных зондами больших размеров, коллекторы отличаются от вмещающих слабопроницаемых пород пониженными значениями сопротивлений, а на кривых сопротивлений, полученных зондами малой длины, — повышенными (рис. 134). Это объясняется тем, что проникающий в пласт фильтр бурового раствора имеет значительное сопротивление (0,5—0,7 Ом·м) по сравнению с пластовыми водами (0,02—0,025 Ом·м). Исключение составляют пласты с высокой пористостью и вертикальной проницаемостью, которые характеризуются низкими значениями кажущихся сопротивлений на кривых РС всех зондов (интервалы 2867—2875 м, 2897—2902 м и др.).

Выделение коллекторов по кривой ПС. При выделении коллекторов целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой ПС $\Delta U_{\text{ПС}}$ использовать

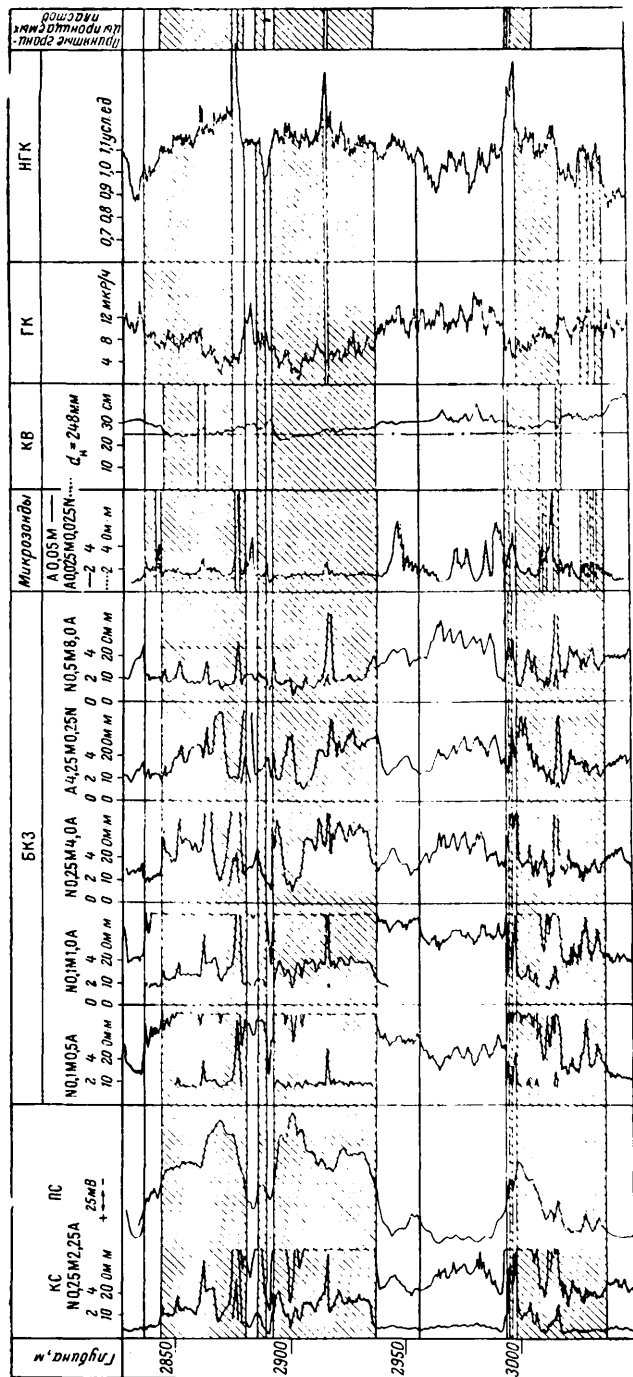


Рис. 134. Пример выделения коллекторов для нижнемеловых отложений месторождения Колодезное по комплексу геофизических исследований

относительное отклонение кривой ПС $\alpha_{\text{ПС}}$. В качестве относительной величины $\alpha_{\text{ПС}}$ принимается отношение амплитуд отклонений кривой ПС

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U'_{\text{ПС}} / \Delta U_{\text{ПС оп}}, \quad (116)$$

где $\Delta U_{\text{ПС оп}}$ — амплитуда отклонения кривой ПС против опорного пласта; $\Delta U'_{\text{ПС}}$ — амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта, приведенная к пласту большой мощности:

$$\Delta U'_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \beta. \quad (117)$$

Здесь $\Delta U_{\text{ПС}}$ — амплитуда отклонения ПС, отсчитанная по кривой ПС; β — поправочный коэффициент за мощность, который находят по кривым, изображенным на рис. 11.

Опорный пласт, служащий для определения относительной амплитуды отклонения ПС $\alpha_{\text{ПС}}$, должен отвечать следующим требованиям: 1) обладать достаточной мощностью и сопротивлением, мало отличающимся от сопротивления изучаемых пластов, чтобы можно было исключить введение поправок за мощность и сопротивление в величину $\Delta U_{\text{ПС оп}}$; 2) сохранять на значительном протяжении по площади постоянство литолого-петрографических свойств и минерализацию пластовой воды; минерализация пластовых вод в опорном и изучаемом пластах не должна сильно различаться.

Наилучшим опорным пластом следует считать хорошо проницаемые неглинистые песчаники или известняки.

Для районов Прикумской области Восточного Предкавказья при определении величины $\alpha_{\text{ПС}}$ нижнемеловых песчано-глинистых пород в качестве опорного пласта принимают I и II песчаные пласты нижнемеловых отложений.

При отсутствии в исследуемом разрезе опорного пласта, отвечающего необходимым требованиям, в качестве опорного рекомендуется использовать «фиктивный» неглинистый пласт. Амплитуда отклонения кривой ПС против такого пласта равна

$$E'_{\text{ПС}} = -K'_{\text{ПС}} \lg \rho'_{\text{ф}} / \rho'_{\text{в}}, \quad (118)$$

где $K'_{\text{ПС}}$ — общий коэффициент диффузионно-адсорбционной э. д. с. при температуре пласта, определяемый по формулам (16) и (17); $\rho'_{\text{ф}}$ и $\rho'_{\text{в}}$ — удельные сопротивления при температуре пласта t соответственно фильтра бурового раствора и пластовой воды.

Условное значение относительного отклонения кривой ПС $\alpha'_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / E'_{\text{ПС}}$.

Для отнесения того или иного песчано-глинистого пласта к категории коллекторов или неколлекторов необходимо располагать данными о нижних пределах $\alpha_{\text{ПС}}$ для изучаемых пластов, когда пласт еще способен отдавать жидкость или газ, являясь коллектором. Нижний предел $\alpha_{\text{ПС}}$ для конкретного типа коллекторов месторождения устанавливается опытным путем.

Наряду с песчано-алевролитоглинистыми породами в разрезе нижнемеловых отложений Прикумской области присутствуют прослои известняков, а также песчаников с повышенной карбонатностью. Лабораторный анализ кернов, полученных из таких интервалов, показывает, что при увеличении содержания карбонатного материала пористость и проницаемость породы значительно ухудшаются. В то же время отмечено, что увеличение карбонатности не оказывает заметного влияния на изменение величин естественных потенциалов. Следовательно, наблюдаемое за счет повышенной карбонатности ухудшение коллекторских свойств (пористости, проницаемости) отдельных интервалов пласта не будет учтено при выделении коллекторов по кривой ПС. Этого можно избежать при совместном использовании кривых сопротивлений и ПС. Карбонатные песчано-алевролитовые прослои и чистые карбонатные обладают сопротивлениями

8 Ом·м и выше. Поэтому при выделении проницаемых интервалов необходимо исключать прослои с сопротивлениями более 8 Ом·м, считая их карбонатными и слабопроницаемыми.

Глинистые интервалы и песчано-алевролитовые проницаемые прослои с пониженной карбонатностью в рассматриваемом разрезе независимо от характера насыщения (нефтью или водой) обладают низкими удельными сопротивлениями (1—5 Ом·м). Низкое удельное сопротивление пород в сочетании с повышенным содержанием глинистого материала является основанием для отнесения данных пластов к группе глинистых коллекторов.

Для выделения коллекторов, помимо кривой ПС, должны быть использованы и другие геофизические материалы: диаграммы микрозондов, кавернограмм, данные радиоактивного каротажа, результаты анализов керновых материалов.

Выделение коллекторов по комплексу геофизических и керновых данных. Коллекторские свойства нижнемеловых отложений Прикумской области меняются в очень широких пределах: пористость k_p — от 6—8 до 30—31%, проницаемость $k_{пр}$ — от долей до нескольких сотен миллидарси. Характерной особенностью этих коллекторов является повышенное содержание глинистого (до 30% по массе) и в некоторых случаях карбонатного (до 15—20% по массе) материала; связанной воды — до 40% от объема порового пространства породы. Глинистый материал играет роль цемента и достаточно равномерно распределен между зернами скелетной фракции.

При разделении нижнемеловых пород на коллекторы и неколлекторы в качестве минимального значения проницаемости $k_{пр\ min}$, соответствующего коллекторам, принималось значение $k_{пр\ min} \geq 1$ мД, [4]. Проведенные исследования показали, что величины пористости и массовой глинистости, взятые в отдельности, не могут однозначно характеризовать породу как коллектор или неколлектор, так как значению $k_{пр\ min} = 1$ мД соответствует обширный диапазон изменения пористости (6—16%) и массовой глинистости (7—30%).

В работе [4] показано, что способность пород содержать и отдавать содержащийся в их порах флюид определяется не массовой концентрацией глинистого материала породе ($C_{м. гл.}$), а относительной глинистостью (η), характеризующей содержание глинистого материала в объеме порового пространства породы.

Пользуясь формулами (37) и (39), рассчитали два семейства кривых $k_p = f(C_{м. гл.})$, $k_{п\ ск} = \text{const}$ и $k_p = f(C_{м. гл.})$, $\eta = \text{const}$, сопоставленные затем с результатами анализов образцов на пористость, $C_{м. гл.}$ пелитового материала (фракции с $d < 0,01$ мм) и проницаемость (рис. 135).

Как видно из рис. 135, между коллекторами и неколлекторами не существует четкой границы, а имеется некоторая переходная область, характеризующаяся относительной глинистостью $\eta = 0,45 \div 0,55$. Этой области соответствует изменение k_p от 8—10 до 15—17% и $C_{м. гл.}$ от 8—10 до 22—25%. Следовательно, при выделении коллекторов нельзя руководствоваться лишь одним из параметров k_p или $C_{м. гл.}$.

Приведенные результаты наглядно свидетельствуют о том, что величина относительной глинистости η позволяет более однозначно по сравнению с пористостью k_p и массовой глинистостью $C_{м. гл.}$ оценивать объемные и фильтрационные свойства коллекторов. Для практических целей представляется целесообразным величины k_p , $C_{м. гл.}$ и η заменить соответствующими количественными геофизическими критериями: предельным относительным сопротивлением P_n ; относительной амплитудой аномалии ПС $\alpha_{ПС}$; относительной естественной гамма-активностью i_γ . Для коллекторов нижнемеловых отложений установлена достаточно

тесная связь между k_p и P_n . Анализ диаграмм ПС и ГК в сопоставлении с результатами лабораторных исследований кернов показывает, что для этих коллекторов наблюдается определенная связь между массовой концентрацией глинистости пород и их естественной радиоактивностью. В интервале изменения

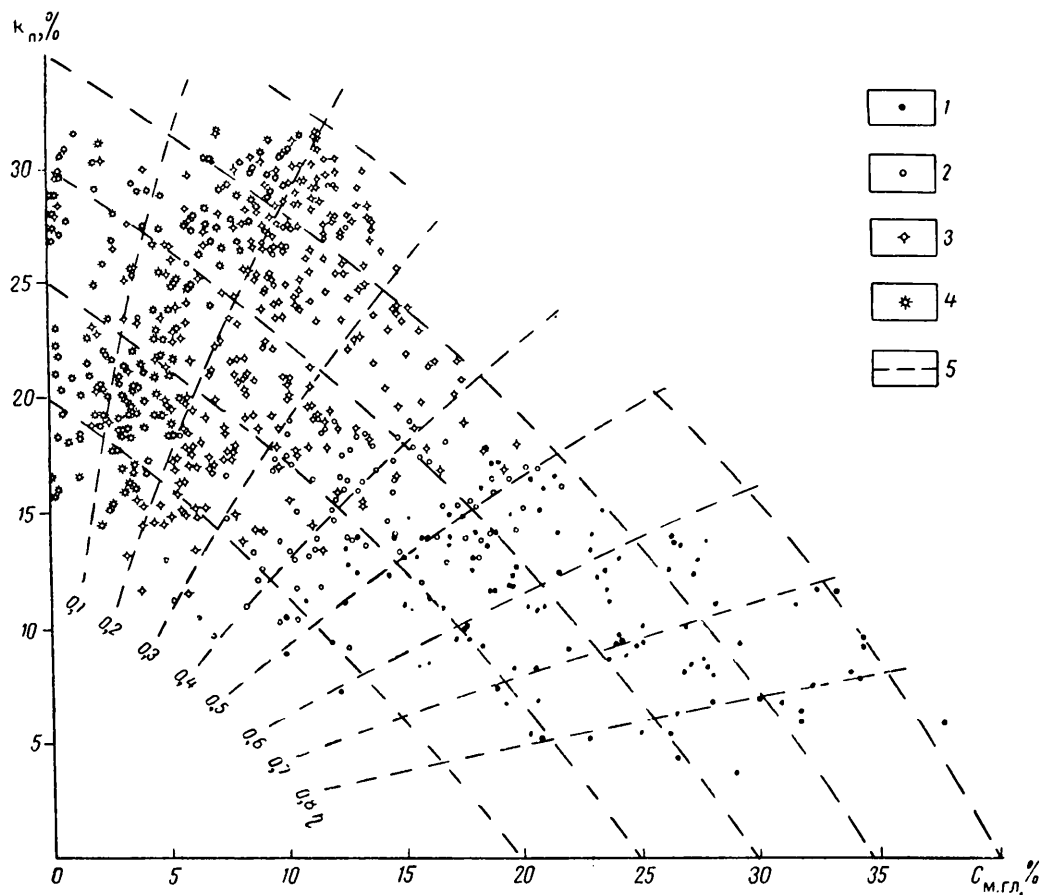


Рис. 135. Сопоставление коэффициента пористости с массовой глинистостью для песчано-алевролитовых пород Прикумского нефтегазоносного района.

1 — образцы с $k_{пр} < 1$ мД; 2 — образцы с $k_{пр} = 1 \div 10$ мД; 3 — образцы с $k_{пр} = 10 \div 100$ мД; 4 — образцы с $k_{пр} > 100$ мД; 5 — расчетные графики $k_p = f(C_{м.г.л.})$ для различных значений $\eta = \text{const}$ и $k_{п.ск} = \text{const}$ ($k_{п.ск} = k_p + C_{г.л.}$)

$C_{м.г.л.}$ от 0 до 40 % эта связь может быть аппроксимирована линейным уравнением вида

$$i_v = 0,0139C_{м.г.л.} + 0,074, \quad (119)$$

где i_v — относительный параметр ГК, рассчитываемый [31] по формуле (92).

Результаты сопоставления величин относительной амплитуды аномалий ПС $\alpha_{ПС}$ с относительной глинистостью η (рис. 136) свидетельствуют о возможности

Рис. 136. Статистическая связь параметра $\alpha_{\text{ПС}}$ с относительной глинистостью для песчано-алевролитовых пород Прикумского нефтегазоносного района

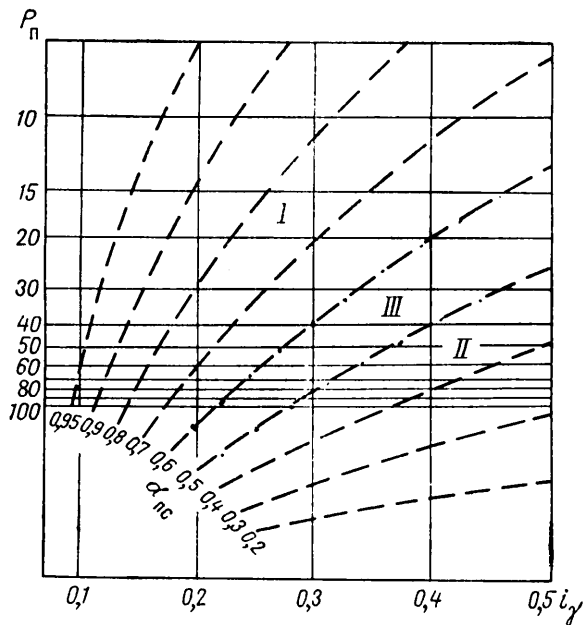
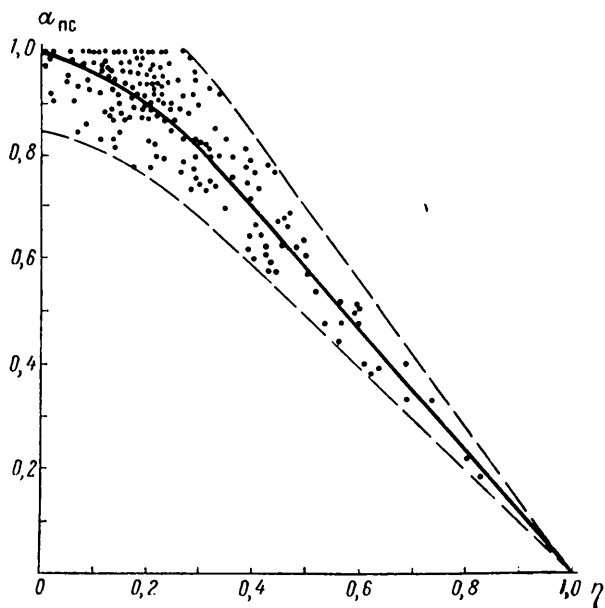


Рис. 137. Палетка для выделения коллекторов в нижнемеловом песчано-глинистом разрезе Прикумского нефтегазоносного района.

I — коллекторы; *II* — неколлекторы; *III* — интервалы с неоднозначной характеристикой

использования метода естественных потенциалов для оценки величины η . При этом, как следует из рис. 136, переходная область между коллекторами и неколлекторами (когда $\eta = 0,45 \div 0,55$) характеризуется значениями $\alpha_{\text{пс}}$, изменяющимися от 0,52 до 0,64.

Для выделения коллекторов по геофизическим данным составлена палетка (рис. 137), позволяющая учитывать результаты интерпретации трех различных по своей физической основе геофизических параметров (сопротивлений, естественных потенциалов и естественной радиоактивности). При помощи этой палетки возможно не только выделение коллекторов, но и качественное их разделение на три категории: *I* — коллекторы, *II* — неколлекторы, *III* — интервалы с неоднозначной характеристикой. При таком разделении коллекторами следует считать интервалы, характеризующиеся величинами $\alpha_{\text{пс}} \geq 0,6$, а неколлекторами — интервалы с $\alpha_{\text{пс}} < 0,5$. Участки разреза, для которых $0,5 \leq \alpha_{\text{пс}} < 0,6$, могут содержать как непроницаемые, так и проницаемые разности пород.

§ 28. ВЫДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные породы (известняки и доломиты) целесообразно разделить на четыре типа: гранулярные (с межзерновой пористостью), трещиноватые, кавернозные и смешанные.

Распознавание отдельных типов пород по геологическим и геофизическим материалам — сложное дело. По кернам не всегда удается получить правильное представление о типе породы, так как трещиноватые и кавернозные породы обычно разрушаются при бурении и на поверхность не выносятся (см. рис. 108). В некоторых случаях для выделения трещиноватых и кавернозных пород используют данные о потере циркуляции и поглощении раствора, повышенной скорости проходки и провале инструмента. Эти данные являются косвенными и не всегда достаточно надежными. Наиболее перспективными для выделения коллекторов в карбонатном разрезе и распознавания отдельных типов пород являются комплексные геофизические и геологические исследования разрезов скважин.

Выделению коллекторов в карбонатном разрезе способствует сопоставление диаграмм с типовым разрезом или с диаграммами более изученных соседних скважин.

В тех случаях, когда карбонатный пласт фациально по площади не изменяется, а его удельное сопротивление закономерно убывает от свода залежи к ее периферии, можно предположить, что данный пласт является коллектором, насыщенным нефтью или газом.

Гранулярные (с межзерновой пористостью) коллекторы. Геофизические свойства гранулярного карбонатного коллектора являются наиболее характерными, близкими к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей.

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, по данным каротажа в общем случае затруднительно. Наиболее надежные результаты, как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа.

Трещинные, кавернозные и смешанные типы коллекторов. Эти коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каро-

тажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу геофизических исследований связано с большими трудностями.

Рассмотрим возможности выделения трещинных и кавернозных коллекторов различными геофизическими методами.

1. Удельное сопротивление трещиноватых и кавернозных пород того же порядка, что и удельные сопротивления нефтеносных и малопористых пород. Поэтому величина удельного сопротивления не может служить характерным признаком для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород.

2. Против трещиноватых пород возможно увеличение диаметра скважины вследствие ослабления их механической прочности в процессе бурения. Однако в ряде случаев против трещиноватых и кавернозных пород образуется глинистая корка и происходит сужение диаметра скважины.

3. По диаграммам обычных микрозондов против трещиноватых и кавернозных пород можно наблюдать резкую дифференцированность кривых при отсутствии глинистой корки и слабую дифференцированность с низкими значениями сопротивлений при наличии глинистой корки.

4. Трещиноватые породы на кривой сопротивления, полученной микробоковыми каротажом, характеризуются резкой дифференцированностью кривой (чередованием максимумов и минимумов) на фоне общего снижения сопротивления. С увеличением трещиноватости суммарная ширина минимумов возрастает (см. рис. 160).

5. Трещиноватые и трещиновато-кавернозные породы характеризуются большой поглощающей способностью по отношению к упругим колебаниям. Среди гранулярных неглинистых коллекторов выделяются по уменьшению амплитуд A и увеличению амплитудного коэффициента поглощения α_{AK} . В связи с этим акустический каротаж по затуханию является перспективным методом для выявления в разрезе трещиноватых пород (рис. 99 и 139).

6. Проникновение раствора в трещиноватые породы достигает значительной глубины, и кривые БКЗ против таких пород являются двухслойными. Однако известны случаи получения для трещиноватых пород трехслойных кривых БКЗ с низким модулем левой ветви. Последнее объясняют уменьшением удельного сопротивления прискважинной части пласта в результате появления здесь дополнительной трещиноватости под влиянием механического воздействия в процессе бурения на пласт долота.

Против смешанных (гранулярно-трещинных и кавернозно-трещинных) типов коллекторов наблюдаются трехслойные кривые БКЗ, которые со временем по мере углубления проникновения переходят в двухслойные.

Особенности геофизических свойств и изменение глубины проникновения фильтрата бурового раствора со временем для различных типов карбонатных коллекторов рассмотрим на примере верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья (рис. 138).

В качестве примера гранулярного карбонатного коллектора могут служить мелоподобные известняки маастрихтского яруса Восточного Предкавказья. Эти породы характеризуются высокой межгранулярной пористостью (свыше 15%) при относительно низкой проницаемости.

На каротажных диаграммах мелоподобные известняки отмечаются низкими значениями удельных сопротивлений (1—2 Ом·м), отрицательными аномалиями ПС (—100 ÷ —130 мВ) и уменьшением диаметра скважины за счет образования глинистой корки (интервал 3542—3561 м) (см. рис. 138, а).

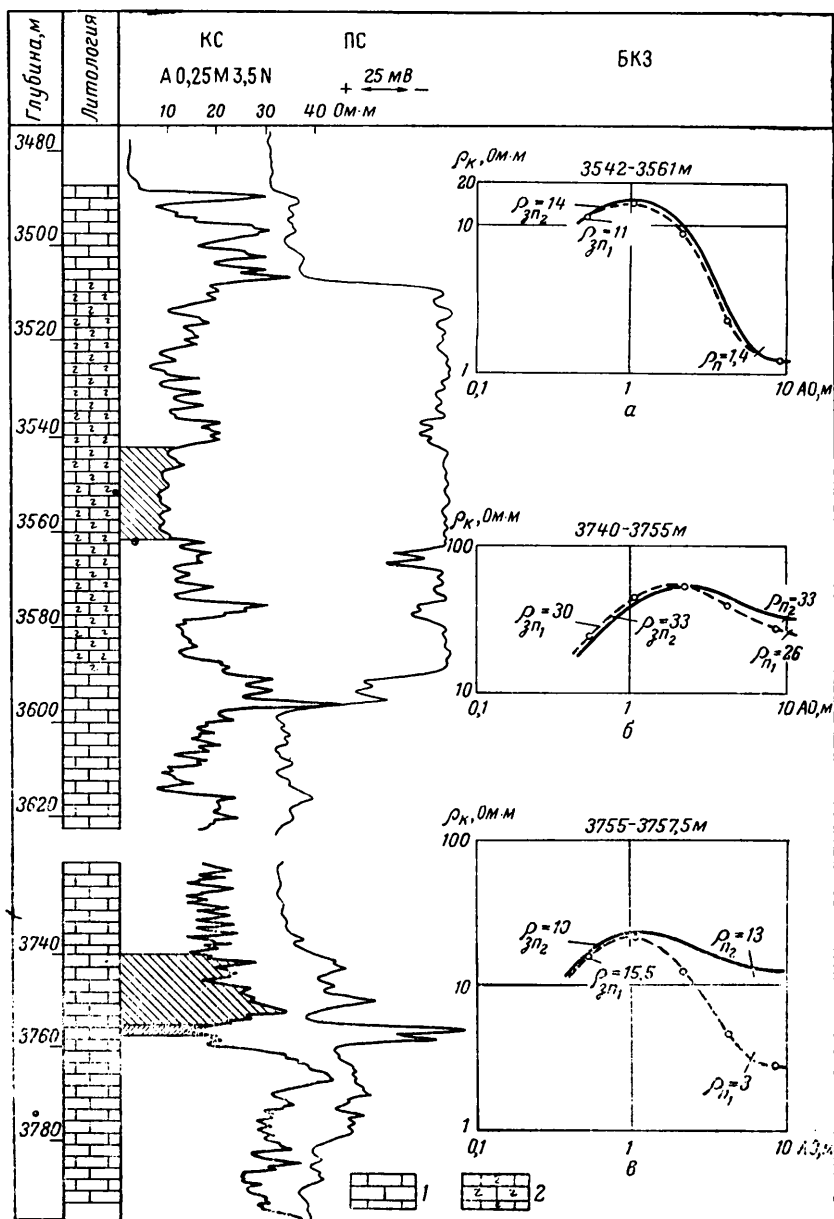


Рис. 138. Пример интерпретации материалов повторных БКЗ верхнемеловых карбонатных отложений Восточного Предкавказья (время между повторными БКЗ 77 сут).

1 — известняк; 2 — песчаный мел

Для верхнемеловых отложений Северного Кавказа коллекторы трещинного типа являются преобладающими.

Анализ материалов повторных БКЗ по многим скважинам, в том числе и в приведенном примере в интервале 3740—3755 м (см. рис. 138, б), показал, что с течением времени удельное сопротивление трещиноватых карбонатных пород несколько возрастает. Последнее, видимо, связано с процессами диффузии, протекающими между высокоминерализованными водами межзерновых пор и относительно пресным фильтратом бурового раствора, заполняющим трещины.

В результате опреснения и увеличения сопротивления поровой воды пласта кривая БКЗ, оставаясь двухслойной, приобретает более высокий модуль.

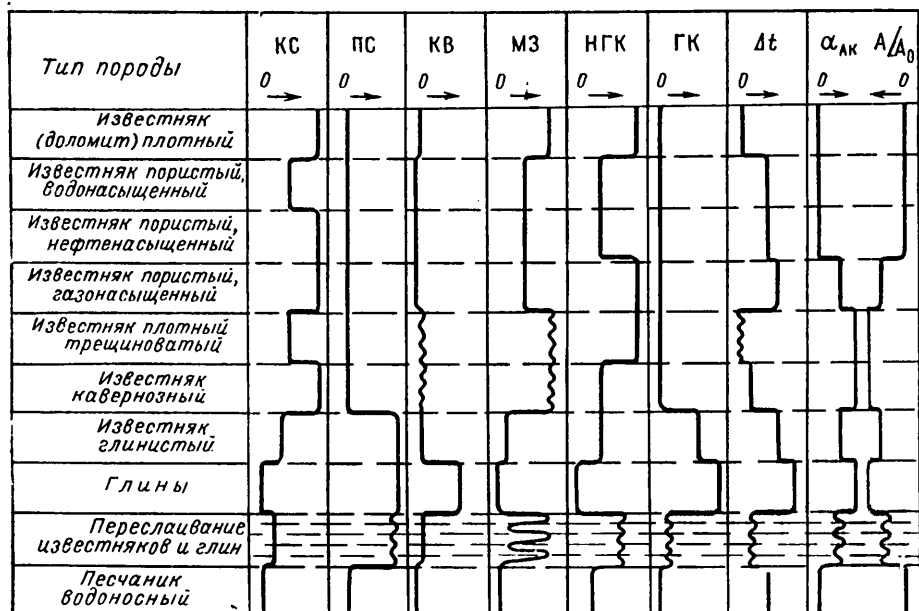


Рис. 139. Схематическое изображение комплекса каротажных кривых против карбонатных пород, различных по строению и характеру насыщения

Проникновение фильтрата бурового раствора в коллекторы трещинно-кавернозного типа происходит как в трещины, так и в межзерновые поры. Коллекторы смешанного типа отмечаются трехслойными приподнятыми кривыми БКЗ. Со временем глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт по трещинам превышает радиус исследования самых больших зондов и удельные сопротивления, определяемые по правой ветви кривой БКЗ, не соответствуют сопротивлениям неизмененной части пласта (см. рис. 138, б).

Схематическое изображение комплекса каротажных кривых против карбонатных пород, различных по строению и характеру насыщения, дано на рис. 139. Как видно, существующий комплекс геофизических исследований скважин и обычная методика интерпретации полученных результатов не обеспечивают выделения и распознавания в карбонатном разрезе различных типов коллекторов. Для решения задачи выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород и оценки их коллекторских свойств были разработаны специальные методы геофизических исследований и интерпретации: комплексное

изучение разреза геофизическими методами путем сопоставления и количественного анализа данных электрического каротажа, нейтронного каротажа и результатов анализа кернов, проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов) и др. (см. § 31).

§ 29. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКА ИХ ЛИТОЛОГИИ ПО ДАННЫМ РАДИОАКТИВНОГО (НГК И ГГК-П) И АКУСТИЧЕСКОГО (АК) КАРОТАЖА

Показания радиоактивного (НГК и ГГК-П) и акустического (АК) каротажа по-разному зависят от литологического состава скелета породы и жидкости, заполняющей поры. Совместное использование этих методов расширяет информацию о коллекторе, его литологии и поровом заполнителе.

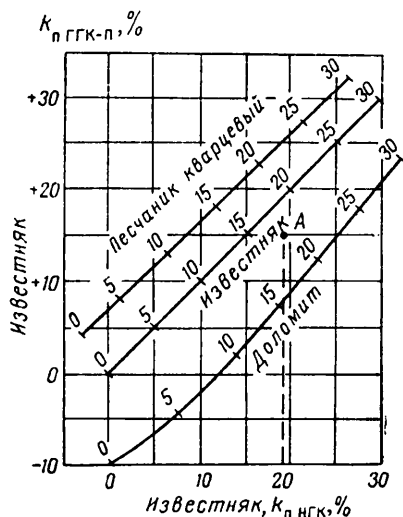


Рис. 140. График определения литологии и оценки пористости по данным плотностного ГГК-П и нейтронного гамма-каротажа НГК в скважинах, заполненных водой (по данным фирмы «Шлюмберже»)

Если неизвестна литология породы или сочетание минералов, составляющих данную породу, выделение коллектора одним из методов НГК, ГГК-П и АК затрудняется. Интерпретация еще более усложняется, если поры заполнены флюидом (водой, нефтью, газом), заметно отличающимся по водородосодержанию и плотности от воды, используемой при градуировке приборов.

В зависимости от сложности задачи определение литологии и оценка пористости породы проводится путем сочетания двух или трех методов.

На рис. 140 дан график сопоставления пористости, определенной по ГГК-П и НГК. График составлен для чистых пород с межзерновой пористостью (поры полностью заполнены пресной водой) и скважин, бурящихся на воде или растворе, приготовленном на воде. Линии на графике соответствуют водонасыщенным чистым породам (песчаник, известняк, доломит) и проградуированы в единицах пористости. В качестве опорного пласта принят водонасыщенный известняк

с межзерновой пористостью; измерения, выполненные по ГГК и НГК, дают одинаковые результаты (прямая линия). Другие кривые рассчитывались при условии, что скелет породы по своему строению аналогичен известняку и поры полностью насыщены той же водой.

Различное положение линий на графике для песчаника, известняка и доломита указывает на существенное влияние литологии пород на показания различных методов каротажа. (Влияние литологии на показания различных методов каротажа сказывается особенно резко при наличии в разрезе пластов гипса и глины, см. § 8, 9.)

Поясним на примере как пользоваться графиком, изображенным на рис. 140. По данным диаграмм ГГК-П и НГК определяем значения пористости известняковой породы. Согласно графику находим величины $k_{п ГГК} = 15\%$ и $k_{п НГК} = 19\%$ (точка А). Эти величины разместились между кривыми, соответствующими известняку и доломиту. Через данную

точку проводим линию, соединяющую пористость, равную 18% на двух кривых. Используя палетку, можно предположить, что скелет породы состоит из известняка и доломита. Разделив пропорционально расстояние между двумя кривыми, находим, что точка *A* характеризует породу, содержащую 40% доломита и 60% известняка.

Аналогично графику, изображенному на рис. 140, могут быть построены зависимости для показаний АК и ГГК; АК и НГК.

Показания перечисленных видов каротажа (АК, ГГК и НГК) различаются также в зависимости от строения пор.

На показания акустического каротажа в основном влияет межгранулярная пористость и в малой степени — кавернозная. Показания НГК и ГГК зависят от общей пористости. Следовательно, на графиках использующих данные АК, в породах с кавернозной пористостью будет наблюдаться снижение кажущейся пористости сравнительно с другими методами.

Наличие газа или легких углеводородов приводит к увеличению кажущейся пористости по данным ГГК-II и уменьшению по НГК. В неуплотненных породах под влиянием газонасыщенности наблюдается сдвиг показаний акустического каротажа (Δt увеличивается).

Таким образом, на основании комплексного анализа диаграмм НГК, ГГК-II и АК можно в ряде случаев выделить коллектор, уточнить литологию пластов, вскрываемых скважиной, и оценить их пористость.

Глава VIII

ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД

§ 30. ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Оценка пористости и нефтегазонасыщенности чистых коллекторов

Для песчано-алевролитовых пород определение пористости и нефтегазонасыщенности производится по материалам электрического каротажа и комплекса геофизических исследований. Использование данных электрического каротажа имеет при этом преимущественное значение, в особенности при оценке нефтегазонасыщенности.

Согласно формуле (31), относительное сопротивление чистого песчаного коллектора (содержание глинистого материала не более 5% по массе) рассчитывается с использованием параметров зоны проникновения, а именно:

$$P_{\text{зп}} \approx P = \rho_{\text{зп}} / \rho_{\text{ф}}, \quad (120)$$

где $\rho_{\text{зп}}$ — удельное сопротивление зоны проникновения; $\rho_{\text{ф}}$ — удельное сопротивление фильтрата бурового раствора.

Необходимой предпосылкой использования формулы (120) является наличие зоны проникновения размером более двух диаметров скважины. При подсчете относительного сопротивления нужно иметь в виду, что фильтрат бурового раствора заполняет поровое пространство породы в зоне проникновения неполностью. В зоне проникновения водоносного пласта сохраняется некоторая часть пластовой воды (от 3 до 10%), которая смешивается с фильтратом бурового

раствора; в зоне проникновения нефтегазонасыщенного пласта сохраняется остаточная нефтегазонасыщенность.

Для учета смешивания фильтрата бурового раствора с пластовой водой в зоне проникновения водоносного пласта вводится коэффициент q ; соответственно для водоносного пласта $P = \rho_{зп}/\rho_{ф}q$, $q = \rho_{фв}/\rho_{в}$, где $\rho_{фв}$ — фактическое удельное сопротивление смеси фильтрата и воды, заполняющей поровое пространство породы в зоне проникновения.

Если предположить, что доли электропроводности, обусловленные фильтратом и пластовой водой, пропорциональны их объему и обратно пропорциональны сопротивлению, то

$$1/\rho_{фв} = (z/\rho_{в}') + [(1-z)/\rho_{ф}], \quad (121)$$

где z — доля объемного содержания пластовой воды в поровом пространстве породы в зоне проникновения.

Величину z оценивают по результатам обобщения данных каротажа. Для хорошо проницаемых чистых песчаников принято считать $z = 0,05$; $\rho_{ф} \gg \rho_{в}$. Поэтому, несмотря на малое количество остающейся в порах породы пластовой воды, влияние ее велико.

Для нефтегазонасыщенного пласта остаточная нефтегазонасыщенность в зоне проникновения учитывается коэффициентом увеличения сопротивления Q , согласно формуле (46). Соответственно

$$P = \rho_{зп}/\rho_{ф}Q. \quad (122)$$

При отсутствии достоверных данных о значении остаточной нефтегазонасыщенности $k_{но}$ ее принимают равной 0,2; тогда, принимая в формуле (46) $n = 2$, получаем

$$Q = 1/(1 - k_{но})^2 = 1,6. \quad (123)$$

Формулы, связывающие физические и коллекторские свойства пород для неглинистых отложений, оказываются неприменимыми при количественной интерпретации промыслово-геофизических данных в глинистых коллекторах.

Оценка пористости и нефтегазонасыщенности песчано-глинистых коллекторов

Известно, что электропроводность глинистого песчаного коллектора в отличие от электропроводности чистого коллектора определяется не только проводимостью пластовой воды, но и поверхностной проводимостью глинистых частиц, точнее — проводимостью гидратационной пленки, покрывающей их поверхность.

Это особенно заметно для нефтеносных глинистых пород, сопротивление которых в основном зависит от количественного содержания глинистого материала (объемной глинистости $C_{гл}$), формы глинистых включений и характера распределения глинистого материала в породе. Для нефтегазонасыщенных коллекторов влияние глинистости на электропроводность сказывается при незначительном содержании глинистого материала (несколько процентов), а при содержании более 5% становится преобладающим.

Установлено, что удельное сопротивление пород с дисперсным составом глин больше, чем при сплошном их залегании [см. формулы (41) и (42)].

Из многочисленных исследований известно, что при насыщении глинистого коллектора нефтью, газом или пресными растворами глинистый материал яв-

ляется проводником и сопротивление пористой среды тем меньше, чем больше глинистого материала в породе. В случае минерализованных растворов, глинистый материал играет роль структурного фактора и по мере его увеличения сопротивление пористой породы возрастает. Поэтому линейная зависимость между электропроводностями глинистого песчаника и насыщающей его воды наблюдается лишь при значительной минерализации воды. Относительное сопротивление глинистого песчаника, соответствующее случаю насыщения порового пространства высокоминерализованной водой, носит название предельного относительного сопротивления P_n . При оценке предельного относительного сопротивления глинистых коллекторов учета проводимости для глин вводится поправка за глинистость Π , которая вычисляется по измерениям на керпах, заполняемых последовательно пресной (фильтрат раствора) и соленой пластовыми водами: $\Pi = P_{зп}/P_n$ ($P_{зп}$, которое часто называют кажущимся относительным сопротивлением $P_k < P_n$).

Следовательно, в зоне проникновения глинистых водонасыщенных коллекторов предельное относительное сопротивление будет

$$P_n = \rho_{зп}/\rho_f \Pi q. \quad (124)$$

Соответственно вследствие остаточной нефтегазонасыщенности глинистых нефтегазопосных коллекторов имеем

$$P_n = \rho_{зп}/\rho_f \Pi Q_{нс}. \quad (125)$$

На практике пользуются и другим упрощенным способом определения предельного относительного сопротивления глинистых песчаников.

Известно [31], что против мощных полностью водонасыщенных глинистых песчаников амплитуда отклонения кривой ПС приближенно определяется выражением

$$E_{ПС\ гл} = - K_{ПС}^t (\lg \rho_{зп}/\rho_n + 2\alpha_{ПС} \lg k_{вз}/k_n), \quad (126)$$

где $\alpha_{СП}$ — коэффициент, учитывающий снижение амплитуды аномалий ПС против глинистого песчаника по сравнению с амплитудой против чистого песчаного пласта [см. формулу (23)].

Формулу (126) можно считать справедливой для диапазона изменения глинистости от $\alpha_{ПС} = 0$ (глина) до $\alpha_{ПС} = 1$ (чистые породы).

Для неглинистого полностью водонасыщенного пласта $k_v = k_{вз} = 1$, следовательно, формула (126) принимает вид

$$E_{ПС} = - K_{ПС}^t \lg \rho_{зп}/\rho_{лп}, \quad (126')$$

где $K_{ПС}^t$ определяется по формуле (17) с учетом температуры пласта.

Это выражение с некоторым допущением справедливо и для глинистых водонасыщенных песчаников.

При помощи методики определения удельного сопротивления пластовой воды по кривой ПС, рассчитанной для неглинистых песчаников (см. § 2), определяют некоторое кажущееся значение удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{вк}$. Таким образом,

$$E_{ПС\ гл} = - K_{ПС}^t \lg \rho_f/\rho_{вк}. \quad (127)$$

Величина кажущегося удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{вк}$ выше истинного сопротивления пластовой воды ρ_v . Это вытекает из формул (126)

и (127), где величина общего коэффициента диффузионно-адсорбционной э. д. с. ПС $K_{ПС}^t$, рассчитанная для неглинистого пласта, завышена по сравнению с ее значением в глинистом пласте ¹.

Приравнявая правые части уравнения (126) и (127), получим

$$\rho_{зп}/\rho_{вп} \approx \rho_{ф}/\rho_{гк} \text{ или } \rho_{вп} = \rho_{зп}\rho_{вк}/\rho_{ф} \approx P_{зп}\rho_{вк}. \quad (128)$$

Следовательно, удельное сопротивление глинистого коллектора при его водонасыщенности 100% определяется приближенно произведением $P_{зп}\rho_{вк}$. Соответственно предельное относительное сопротивление для глинистых коллекторов

$$P_{п} = P_{зп}\rho_{вк}/\rho_{в} \text{ или } P_{п} = \rho_{зп}\rho_{вк}/\rho_{ф}\rho_{в}. \quad (129)$$

Для нефтегазонасыщенного глинистого пласта остаточная нефтегазонасыщенность зоны проникновения глинистого коллектора учитывается коэффициентом увеличения сопротивления Q и аналогично выражению (122)

$$P_{п} = \rho_{зп}\rho_{вк}/\rho_{ф}\rho_{в}Q_{но}. \quad (130)$$

При использовании формулы (130) нужно учитывать, что остаточная нефтегазонасыщенность приводит к повышению удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$ и снижению величины $E_{ПС}$. Поэтому предельное относительное сопротивление $P_{п}$, определенное для нефтегазонасыщенного пласта по формуле (129), окажется завышенным. Соответственно коэффициент увеличения сопротивления

$$Q = \rho_{п}/\rho_{вп} = \rho_{п}/P_{п}\rho_{в} \quad (131)$$

окажется заниженным.

Следовательно, по формуле (131) можно вычислить лишь оценочные критерии нефтенасыщенности глинистого коллектора.

Пример. Имеем глинистый песчаник нижнемеловых отложений Прикумской области со следующими параметрами: $\rho_{п} = 14 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{зп} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{ф}^t = 0,7 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{в}^t = 0,02 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $E_{ПС} = -97,5 \text{ мВ}$; $K_{ПС}^t = 110 \text{ мВ}$.

Для решения воспользуемся известными выражениями.

1. По формуле (127) $E_{ПС} = -110 \lg 0,7/\rho_{вк}$; $\rho_{вк} \approx 0,092$.

2. $P_{зп} = \rho_{зп}/\rho_{ф} = 20/0,7 = 28,5$;

3. $\rho_{вп} = P_{зп}\rho_{вк} \approx 28,5 \cdot 0,092 = 2,65 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

4. $Q = \rho_{п}/\rho_{вп} = 5,3$; при показателе степени водонасыщенности $n = 2$ по формуле (45) находим $5,3 = 1/k_{п}^2$, $k_{п} = 0,43$, следовательно, $k_{нг} = 1 - k_{в} = 0,58$. Для данных отложений известно, что при критическом значении $k_{в} = 0,5$ пласт является нефтеносным. Нефтеносность данного пласта была подтверждена его испытанием.

Для оценки $k_{п}$ определяем по формуле (122) величину $P_{п}$ при $k_{но} \approx 0,3$ и соответственно $Q \approx 2$: $P_{п} = \rho_{вп}/\rho_{в} Q = 2,65/0,02 \cdot 2 \approx 62,5$.

Для исследуемых отложений между $k_{п}$ и $P_{п}$ установлена экспериментальная зависимость $P_{п} = 0,94/k_{п}^{2,3}$, следовательно, $62,5 = 0,94/k_{п}^{2,3}$, $k_{п} = 16,3\%$, что приблизительно соответствует данным лабораторных анализов зерна.

В настоящее время в СССР и за рубежом изучение глинистых коллекторов производится на основании комплексного анализа электрических и других видов геофизических исследований скважин. Преимущественное значение при этом имеют электрические методы каротажа (метод сопротивлений, ПС).

¹ Превышение величины кажущегося удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{вк}$ над истинным удельным сопротивлением пластовой воды $\rho_{в}$ свидетельствует о содержании в пласте глинистого материала.

Песчано-глинистый коллектор в данной методике представляется состоящим из двух компонент — глинистой и пеглинистой (чистой).

Поровое пространство глинистой компоненты отнесено в основном к неэффективной пористости, так как независимо от характера насыщения (водой или нефтью), эти поры заняты главным образом двойными электрическими слоями, образующимися на поверхности глинистых частиц. Поровое пространство чистой компоненты за исключением части пор, занятых остаточной водой, в нефтегазонасыщенном пласте составляет эффективную пористость.

Остаточная водонасыщенность чистой компоненты в нефтегазонасыщенной породе мала, порядка $k_{во} \approx 0,1$. Соответственно по формуле (45) получаем $k_{во}^{-2} = k_{во}^{-2} \approx 100$. Следовательно, значение электропроводности чистой компоненты в общей электропроводности нефтегазонасыщенной породы на два порядка меньше значения электропроводности глинистого материала. Уже при нескольких процентах глинистого материала влияние его на общую электропроводность нефтегазонасыщенной породы будет значительным, а при содержании более 5% — преобладающим.

Можно предполагать, что удельные сопротивления глинистых компонент нефтеносных и водоносных пород мало различаются между собой.

При оценке нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов допускают, что в них нефтегазонасыщенность равна нулю. В этом случае фактическая нефтегазонасыщенность глинистого коллектора будет

$$k_{нг} = \frac{k_{нч}(1 - C_{гл}) k_{пч}}{k_{п}}, \quad (132)$$

где $k_{нч}$ — нефтегазонасыщенность чистой компоненты, обычно равная в нефтегазонасыщенной зоне пласта 0,8—0,9; $k_{пч}$ — пористость чистой компоненты; $k_{п}$ — общая пористость глинистого коллектора.

Для песчано-глинистых коллекторов в подавляющем числе случаев $k_{п} \approx k_{пч}$ и

$$k_{нг} = k_{нч}(1 - C_{гл}). \quad (133)$$

Из формулы (132) следует, что нефтегазонасыщенность песчано-глинистого пласта подсчитывается с учетом коэффициента нефтегазонасыщенности чистой компоненты и объемной глинистости. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности чистой компоненты в общем случае является сложной задачей. Из формул (49) и (50) следует, что даже при одной и той же нефтегазонасыщенности чистой компоненты глинистого песчаника коэффициент увеличения сопротивления Q меняется в широких пределах в зависимости от изменения глинистости, соотношения удельных сопротивлений глинистой и чистой компонент, а также характера распределения глинистого материала в коллекторе.

В связи с этим был сделан вывод о целесообразности оценки нефтегазонасыщенности глинистого песчаника не по коэффициенту увеличения сопротивления Q , рассчитанному обычным способом, а путем сравнения значений сопротивлений пласта при 100%-ной водонасыщенности $\rho_{вп}$ и при полной нефтегазонасыщенности $\rho_{нг}$, рассчитанных по формулам (40), (41) и (47), (48). При этом необходимо располагать данными об объемной глинистости пласта $C_{гл}$ для каждого исследуемого интервала. Определение величины $C_{гл}$ рекомендуется проводить по величине относительной естественной гамма-активности i_γ по формулам (92), (93).

Обработка каротажных данных для оценки нефтегазонасыщенности песчано-глинистых коллекторов проводится в следующем порядке.

1. По комплексу геолого-геофизических данных выделяют в разрезе пласты-коллекторы, которые разделяют на неглинистые (чистые) и глинистые.

2. Для глинистых коллекторов определяют значения объемной глинистости $C_{г\text{л}}$.

3. Определяют известными способами исходные данные коллекторов $\rho_{п\text{н}}$, $\rho_{вч}$, $\rho_{г\text{л}}$. Величину $\rho_{вч}$ (удельное сопротивление неглинистой части пласта при водонасыщенности 100%) находят по значениям $P_{п}$ и $\rho_{в}$; $P_{п}$ вычисляют по величине $k_{п}$ чистой компоненты. Приближенное значение $\rho_{вч}$ можно вычислить по формуле (31). За величину $\rho_{г\text{л}}$ принимают удельное сопротивление вмещающих данный пласт глин.

4. Величины $\rho_{вп}$ и $\rho_{нг}$ рассчитывают по формулам (40), (41), (47), (48), руководствуясь характером размещения глинистого материала в пласте.

При малых значениях глинистости глинистый материал чаще всего рассеян по породе. При большой глинистости (выше 30%) влияние разницы в характере распределения глин на показания сопротивлений невелико и можно пользоваться любым вариантом. Если характер пласта не выяснен, целесообразно пользоваться средними значениями из двух вариантов.

5. Удельное сопротивление пласта $\rho_{п}$ сравнивают с расчетными $\rho_{нг}$ и $\rho_{вп}$ и оценивают характер насыщения пласта. Если $\rho_{п}$ приближается по значению к $\rho_{нг}$ или $\rho_{вп}$, то соответственно считают пласт нефтеносным или водоносным. Если $\rho_{п}$ значительно меньше $\rho_{нг}$, по больше $\rho_{вп}$, предполагают пласт промышленно нефтегазоносным. Для этого в формулах (47), (48) вместо $k_{во} = 0,1$ используют значение критической водонасыщенности $k_{н.кр} \approx 0,4$. Если в этом случае $\rho_{п} > \rho_{нг}$, пласт считается нефтегазоносным; если $\rho_{п} < \rho_{нг}$ — водоносным.

6. По формуле (132) или (133), подсчитывают коэффициент нефтегазонасыщенности пласта.

Пример. Определить характер насыщения пласта при следующих исходных данных: $\rho_{п} = 6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{п} = 0,025 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{г\text{л}} = 2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $k_{пч} = 0,2$; $I_{п} = 7,6 \text{ мкР/ч}$; $I_{ч} = 6,8 \text{ мкР/ч}$; $I_{г\text{л}} = 8,3 \text{ мкР/ч}$.

Средняя глинистость для исследуемого пласта — 0,65. Удельное сопротивление чистой компоненты $\rho_{вч} = \rho_{п} k_{пч}^{-2} = 0,025 \cdot 0,2^{-2} = 0,625 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Относительная величина естественной гамма-активности i_{γ} , вычисленная по формулам (92), (93), будет $i_{\gamma} = (7,6 - 6,8) : (8,3 - 6,8) = 0,53$; $C_{г\text{л}} = i_{\gamma} C_{г\text{л ср}} = 0,53 \cdot 0,65 = 0,34$.

Если принять за остаточную водонасыщенность чистой компоненты величину 0,1, то согласно выражениям (40), (47)

$$1/\rho_{вп} = 0,34 : 2,5 + (1 - 0,34) : 0,625; \quad \rho_{вп} = 0,6 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$1/\rho_{нг} = 0,34 : 2,5 + 0,66 \cdot 0,01 : 0,625; \quad \rho_{нг} = 6,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Как видно, расчетная величина $\rho_{нг}$ приближается к значению $\rho_{п}$. Следовательно, пласт нефтегазоносный, можно предположить, что он представлен тонким чередованием прослоев песков и глин.

По формуле (133) определяем $k_{нг} = 0,9(1 - 0,34) \approx 0,6$.

На основе методики, разработанной С. Г. Комаровым, рекомендованы количественные критерии для оценки характера насыщения песчано-глинистого пласта. Эти критерии положены в основу методики разделения пластов на нефтегазоносные и водоносные при помощи автоматической обработки геофизической информации (§ 34).

В основу данной методики положены следующие представления: глинистый материал расположен в виде тонких параллельных прослоев, чередующихся с прослоями чистых песков; объем пор при отсутствии нефти и газа заполнен смесью глинистых частиц и воды; проводимость неизменной части пласта и зоны

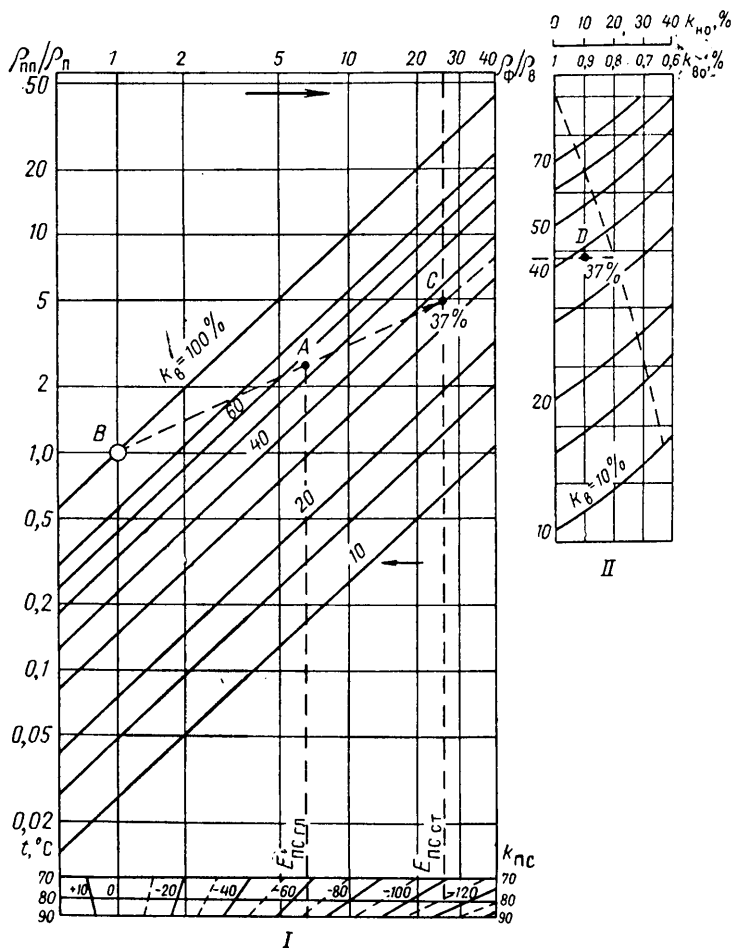


Рис. 141. Палетка для определения водонасыщенности глинистых песчанников по методике Шлюмберже. Шифр кривых — водонасыщенность в %, полученная, исходя из средней остаточной нефтенасыщенности

проникновения зависит от количества глинистого материала, сопротивления воды, заполняющей поры, и объема порового пространства [27].

Исходя из сделанных допущений, количественная оценка k_b , P_n , а следовательно, и k_n глинистых нефтегазонасыщенных коллекторов производится на основании уравнений (47) и (126), а также производного из уравнения (47):

$$1/\rho_{зп} = (C_{гг}/\rho_{гг}) + [(1 - C_{гг}) k_{из}^2 / P \rho_{ф}]. \quad (134)$$

В уравнении (126) отражена связь амплитуды аномалии $\Delta U_{\text{ПС ГЛ}}$ в глинистом песчанике с величинами $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{зп}}$, $k_{\text{вз}}$, $k_{\text{в}}$. При решении уравнения (126) обычно задаются наиболее вероятным значением $k_{\text{вз}}$. Величину $\alpha_{\text{ПС}}$ рассчитывают по формуле (116).

Для облегчения расчетов предложены специальные палетки (рис. 141, 142), дающие возможность определять коэффициент водонасыщенности глинистых

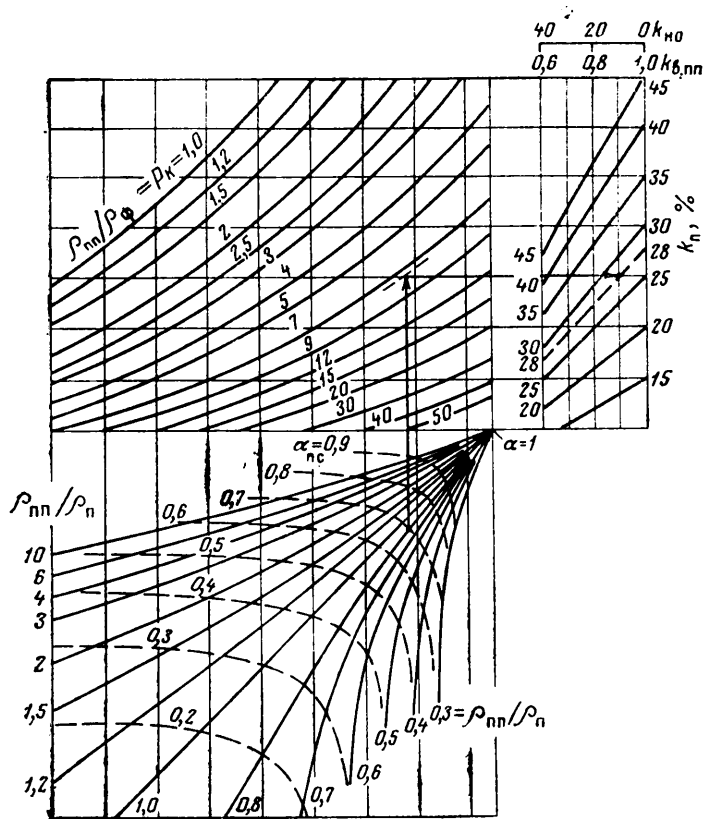


Рис. 142. Палетка для определения пористости глинистых песчаников по методике Шлюмберже; $\alpha_{\text{ПС}} = E_{\text{ПС ГЛ}} / E_{\text{ПС}}$

песчаников $k_{\text{в}}$. Эта задача решается при наличии следующих электрических параметров коллектора: удельных сопротивлений пластов $\rho_{\text{п}}$ и зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ или промытой части пласта $\rho_{\text{пп}}$; отношения $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$ или $E_{\text{ПС ГЛ}}$ против исследуемого пласта, а также $E_{\text{ПС}}$ против чистых пластов (например, ближайшей части чистых песчаников в данном разрезе).

При построении левой части номограммы I (см. рис. 141) принималось, что между $k_{\text{вз}}$ и $k_{\text{в}}$ существует зависимость

$$k_{\text{вз}} = k_{\text{в}}^{1/2}. \quad (135)$$

Если значение $k_{\text{вз}}$ не удовлетворяет данному уравнению (135), в величину $k_{\text{в}}$ вносится поправка по правой части номограммы II.

Определение коэффициента водонасыщенности k_v производится в следующем порядке.

1. Для получения точки A откладывают по левой шкале отношение $\rho_{зп}/\rho_p$ или $\rho_{пп}/\rho_p$, а по нижней шкале — $E_{пс\text{ гл}}$ с учетом величины $K_{пс}^t$.

2. Через точку B с координатами $\rho_{зп}/\rho_p = 1$ и $E_{пс} = 0$, когда $k_v = 100\%$ и точку A проводят вспомогательную прямую.

3. Через точку с абсциссой $E_{пс}$ (против чистых пластов) или $\rho_{ф}/\rho_v$ проводят вертикальную прямую до пересечения со вспомогательной прямой.

4. По правой части палетки II вносят поправку за остаточную нефтенасыщенность $k_{но}$ и отсчитывают k_v .

Пример. Имеем глинистый песчаник $\rho_{зп}/\rho_p = 2,5$; $E_{пс\text{ гл}} = -65$ мВ; расчетные значения $E_{пс}$ и $K_{пс}^t$ для неглинистого пласта с такой же минерализацией пластовой воды соответственно равны -112 мВ и -80 мВ; предполагаемое остаточное значение нефтегазонасыщенности $k_{но} = 10\%$. Требуется определить нефтегазонасыщенность пласта k_v .

Пользуясь номограммой (см. рис. 141), находим точку D (на кривой палетки II) и определяем $k_v = 37\%$; нефтегазонасыщенность $k_{нг} = 63\%$.

Для оценки пористости тонкослоистых песчано-глинистых пластов пользуются палеткой рис. 142, составленной на основании уравнений (47), (126) и (134). При пользовании этой палеткой необходимо располагать следующими исходными данными для исследуемого пласта: ρ_p , $\rho_{зп}$, $\alpha_{пс}$, $P_{зп}$, $k_{но}$.

Порядок пользования палеткой поясним на следующем примере.

Пример. Дано $\rho_p = 4,7$ Ом·м, $\rho_{зп} = 3,75$ Ом·м, $E_{пс\text{ гл}} = -78$ мВ, $\rho_{ф}^t = 0,5$ Ом·м, $\rho_v^t = 0,02$ Ом·м, $k_{но} = 10\%$, $E_{пс} = -112$ мВ.

Определяем $\alpha_{пс} = 78/112 = 0,7$; $\rho_{зп}/\rho_p = 3,75/4,7 = 0,8$ и $P_{зп} = \rho_{зп}/\rho_{ф} = 3,75/0,5 = 7,5$:

Согласно палетке рис. 142, находим $k_p = 28\%$.

Рассмотренная методика неприменима для песчаников с рассеянным глинистым материалом.

Методика А. де Уитте

Данная методика рассчитана для определения водонасыщенности k_v и относительного сопротивления P_p песчано-глинистых коллекторов с равномерным распределением в них глинистых частиц [27].

На основании экспериментальных данных исследований для песчано-глинистых пород между $1/\rho_{вп}$ и $1/\rho_v$ в прямоугольной системе координат была установлена линейная зависимость

$$1/\rho_{вп} = A + B/\rho_v, \quad (136)$$

где A — отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат; B — угловым коэффициент прямой (рис. 143). Соответственно формула (136) в зоне проникновения фильтрата раствора для водоносного пласта примет вид

$$1/\rho_{зп} = A + B/\rho_{ф} \quad (137)$$

или кажущееся относительное сопротивление

$$P_k = \rho_{зп}/\rho_{ф} = 1/(A\rho_{ф} + B). \quad (138)$$

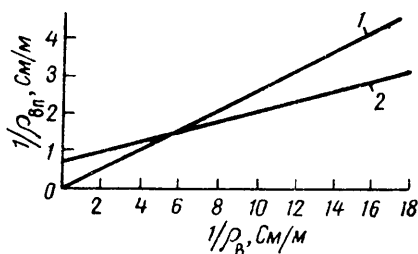


Рис. 143. Зависимость электрической проводимости водонасыщенной породы от электрической проводимости воды:

1 — чистый песок [уравнение (31)]; 2 — глинистый песок [уравнение (136)]

Исходные положения, принятые А. де Уитте, установлены экспериментально, принимаются без теоретического доказательства и являются приближенными.

В работе используются величины, полученные в промытой зоне, $\rho_{пп}$ и $k_{п.пп}$. Однако, как было установлено опытными работами треста Грознефтегеофизика, удельное сопротивление зоны проникновения фильтрата раствора в песчано-глинистой породе, определяемое по малым зондам БКЗ, практически не отличается от сопротивления промытой зоны. Это служит основанием для использования в дальнейшем величин $\rho_{зп}$ и $k_{вз}$.

Для растворов высокой проводимости ($\rho_{в} \rightarrow 0$) P_k стремится к предельному значению относительного сопротивления P_n :

$$P_n = \lim_{\rho_{в} \rightarrow 0} P_k = \lim_{\rho_{в} \rightarrow 0} 1/(A\rho_{в} + B) = 1/B. \quad (139)$$

Согласно уравнению (138) можно записать

$$P_k = \rho_{в.зп}/\rho_{\phi} = 1/(A\rho_{\phi} + B) = \frac{1/B}{[(A\rho_{\phi}/B) + 1]} = P_n : [(A\rho_{\phi}/B) + 1]. \quad (140)$$

Следовательно, в глинистой породе P_k занижено по сравнению с P_n на величину $(A\rho_{\phi}/B + 1)$. Если значение A равно нулю, порода чистая, в ней нет глинистого материала, для нее справедливо $P_k = P_n$.

Таким образом, величина A характеризует часть общей электропроводности, приходящейся на долю глинистого материала, а коэффициент B характеризует пористость неглинистой части, так как для чистых пород $P_n = 1/B$. Отношение A/B отражает глинистость пород и учитывает влияние глинистого материала на электропроводность пород. По данным каротажа не удается разделить раздельно величины A и B , поэтому прибегают к определению отношения A/B .

Количественная интерпретация данных каротажа производится на основании решения системы уравнений, составленных по аналогии (136) и (137) для нефтегазонасыщенных песчано-глинистых коллекторов:

$$1/\rho_n = Ak_{в} + (Bk_{в}^2/\rho_{в}); \quad (141) *$$

$$1/\rho_{зп} = Ak_{вз} + (Bk_{вз}^2/\rho_{\phi}); \quad (142)$$

$$E_{пс\ гл} = -K_{пс}^t \lg \rho_{\phi}/\rho_{в} \frac{\frac{A\rho_{в}}{Bk_{в}} + 1}{\frac{A\rho_{\phi}}{Bk_{в}} + 1}. \quad (143)$$

Приведем уравнение (143) к виду

$$E_{пс\ гл} = -K_{пс}^t \lg \frac{\frac{A\rho_{\phi}}{Bk_{в}} + \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{в}}}{\frac{A\rho_{\phi}}{Bk_{в}} + 1} = -K_{пс}^t \lg \frac{a + \rho_{\phi}/\rho_{в}}{a + 1}, \quad (144)$$

где

$$a = \frac{A\rho_{\phi}}{Bk_{в}}. \quad (145)$$

* Для водоносного пласта ($k_{в} = 1$) данное уравнение обращается в уравнение (136).

Разделив выражение (141) на (142), получим

$$\frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\text{п}}} = \frac{Ak_{\text{в}} + \frac{Bk_{\text{в}}^2}{\rho_{\text{в}}}}{Ak_{\text{вз}} + \frac{Bk_{\text{вз}}^2}{\rho_{\text{ф}}}}. \quad (146)$$

Умножим числитель и знаменатель на $\rho_{\text{ф}}$ и разделим на B , получим

$$\frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\text{п}}} = \frac{Ak_{\text{в}}\rho_{\text{ф}} + \frac{Bk_{\text{в}}^2\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}}{Ak_{\text{вз}}\rho_{\text{ф}} + Bk_{\text{вз}}^2} = \frac{\frac{A}{B}k_{\text{в}}\rho_{\text{ф}} + k_{\text{в}}^2 \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}}{\frac{A}{B}k_{\text{вз}}\rho_{\text{ф}} + k_{\text{вз}}^2}. \quad (147)$$

После деления числителя и знаменателя на $k_{\text{в}}$ получим

$$\frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\text{п}}} = \frac{\frac{A}{Bk_{\text{в}}} \rho_{\text{ф}} + \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}}{\frac{A}{Bk_{\text{в}}} \rho_{\text{ф}} \frac{k_{\text{вз}}}{k_{\text{в}}} + \left(\frac{k_{\text{вз}}}{k_{\text{в}}}\right)^2}. \quad (148)$$

Учитывая выражение (145), имеем

$$\frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\text{п}}} = \frac{a + \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}}{a \frac{k_{\text{вз}}}{k_{\text{в}}} + \left(\frac{k_{\text{вз}}}{k_{\text{в}}}\right)^2} = \frac{a + \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}}}{D}, \quad (149)$$

где

$$D = a \frac{k_{\text{вз}}}{k_{\text{в}}} + \left(\frac{k_{\text{вз}}}{k_{\text{в}}}\right)^2. \quad (150)$$

Графическое решение приведенной системы уравнений для определения $k_{\text{в}}$ и $P_{\text{п}}$ производится при помощи номограмм (рис. 144, 145).

В левой части номограммы (см. рис. 144), предназначенной для определения $k_{\text{в}}$, построены зависимости $\lg(a + \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}) = f(E_{\text{пс гл}}/K_{\text{пс}}^I)$ при $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} = \text{const}$ (семейство кривых линий) и $\lg(a + \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{с}}) = f(E_{\text{пс гл}}/K_{\text{пс}}^I)$ при $a = \text{const}$ (семейство кривых линий). Эта часть номограммы позволяет по известным значениям отношений $E_{\text{пс гл}}/K_{\text{пс}}^I$ и $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$ определить a и $\lg(a + \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})$ (ось ординат номограммы). В правой части номограммы дано семейство прямолинейных зависимостей при $a = \text{const}$

$$\lg D = \lg[a(k_{\text{вз}}/k_{\text{в}}) + (k_{\text{вз}}/k_{\text{в}})^2] = \lg[a + (k_{\text{вз}}/k_{\text{в}})] + 2\lg k_{\text{вз}}/k_{\text{в}} = f(k_{\text{вз}}/k_{\text{в}}).$$

Так как согласно уравнению (149)

$$D = [a + (\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})] : \rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{п}}, \quad (151)$$

и, следовательно,

$$\lg D = \lg[a + (\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})] - \lg \rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{п}},$$

то ордината правой части номограммы получается путем графического вычитания $\lg \rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{п}}$ из $\lg[a + (\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})]$. Зная D и a [модуль зависимости $\lg D = f(k_{\text{вз}}/k_{\text{в}})$ при $a = \text{const}$], находим $k_{\text{вз}}/k_{\text{в}}$ — абсциссу точки зависимости $\lg D = f(k_{\text{вз}}/k_{\text{в}})$, ордината которой равна D , и задавшись вероятным значением остаточного нефтенасыщения $k_{\text{по}} = 1 - k_{\text{вз}}$, находим по верхней части номограммы значение $k_{\text{в}}$.

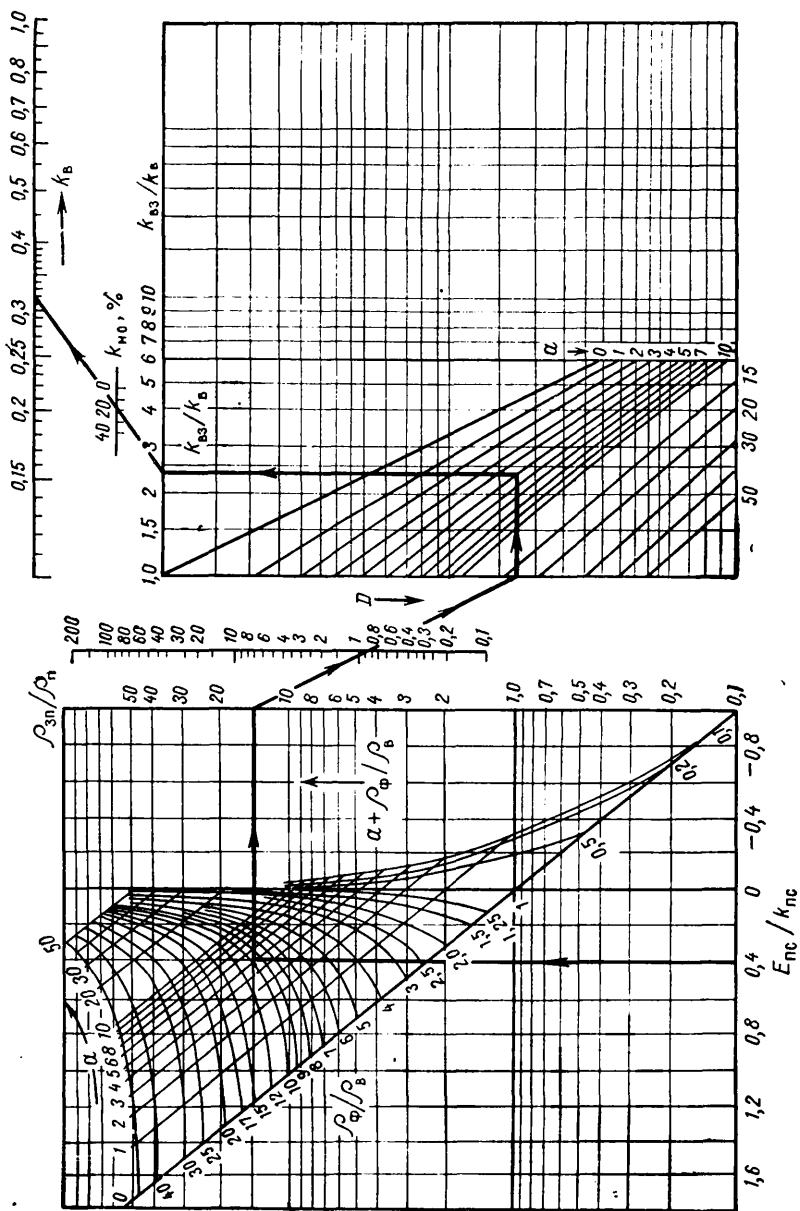


Рис. 144. Палетка для определения водонасыщенности глинистых коллекторов (метод А. де Уинге)

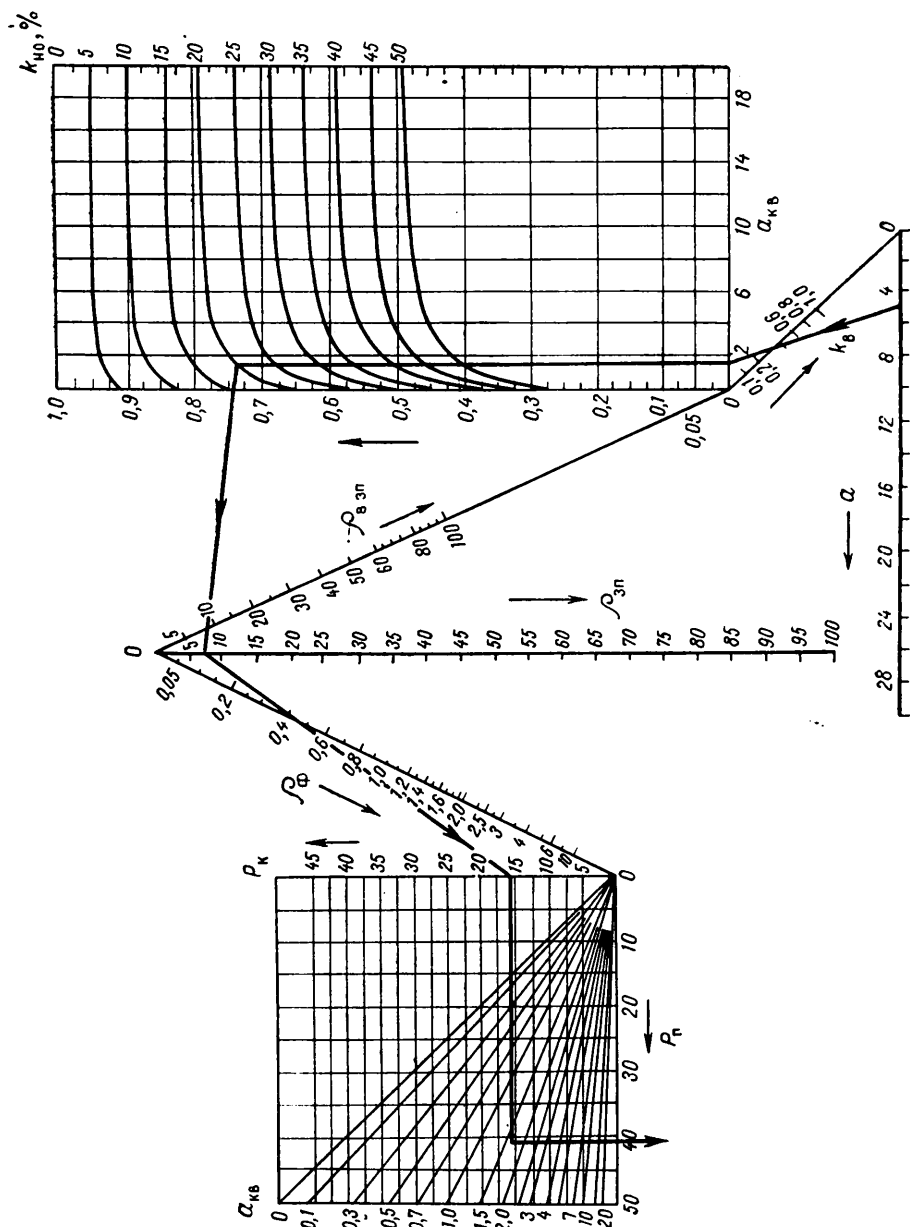


Рис. 145. Палетка для определения пористости глинистых коллекторов (метод А. де Уитте)

Пример. Имеем $\rho_{\Phi}/\rho_{\text{в}} = 10$; $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{п}} = 0,8$; $E_{\text{ПС гл}} = -32$ мВ (при $t = 60^\circ \text{C}$), соответственно $K_{\text{ПС}}^t = -80$ мВ.

По левой части номограммы (см. рис. 144) находим точку с абсциссой $E_{\text{ПС}}/K_{\text{ПС}}^t = 32/80 = 0,4$; восстанавливаем перпендикуляр до кривой с модулем $\rho_{\Phi}/\rho_{\text{в}} = 10$. Этой точке соответствуют значения $a = 5$ и $a + (\rho_{\Phi}/\rho_{\text{в}}) = 15$.

Проводим горизонтальную линию и соответствующую наклонную прямую, пересекающую шкалу отношений $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{п}}$ в точке 0,8, до пересечения с вертикальной линией D ; далее проводим горизонтальную прямую до пересечения с наклонной прямой модуля a ; абсцисса по верхней шкале дает значение $k_{\text{гз}}/k_{\text{г}} = 0,24$.

Для оценки вероятного значения $k_{\text{г}}$ задаемся значением $k_{\text{но}} = 20\%$ и проводим соответствующую линию, на шкале $k_{\text{в}}$ получаем искомую величину $k_{\text{в}} = 0,34$, что служит основанием для отнесения данного коллектора к числу нефтеносных.

Для определения относительного сопротивления $P_{\text{п}}$ или $k_{\text{п}}$ глинистых коллекторов методом А. де Уитте пользуются номограммой рис. 145.

Сущность данной палетки и способ ее построения можно понять из следующего. С помощью рис. 144 при определении величины $k_{\text{в}}$ находим величину a по формуле (145). Умножив эту величину на $k_{\text{в}}$ (в нижней правой части палетки) находим $A\rho_{\Phi}/B$.

Разделив выражения (142) на (136), получим формулу

$$\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{зп}} = \frac{Ak_{\text{вз}} + (Bk_{\text{вз}}^2/\rho_{\Phi})}{A + (B/\rho_{\Phi})}, \quad (152)$$

которая при умножении числителя и знаменателя на $\rho_{\Phi}/\rho_{\text{в}}$ может быть преобразована

$$\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{зп}} = \frac{(A/B)\rho_{\Phi}k_{\text{вз}} + k_{\text{вз}}^2}{(A/B)\rho_{\Phi} + (\rho_{\Phi}/\rho_{\text{в}})}. \quad (153)$$

Если принять зону проникновения за водонасыщенный пласт, то при $\rho_{\Phi} = \rho_{\text{в}}$ выражение (153) приобретает вид

$$\frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{зп}}} = \frac{(A/B)k_{\text{вз}}\rho_{\Phi} + k_{\text{вз}}^2}{(A/B)\rho_{\Phi} + 1} = M. \quad (154)$$

Как видно, при изменении $k_{\text{вз}}$ от 1 до 0 величина M меняется от 1 до 0.

Умножив выражение (154) на $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\Phi}$, получим значение кажущегося относительного сопротивления

$$P_{\text{к}} = \frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\Phi}} \frac{(A/B)k_{\text{вз}}\rho_{\Phi} + k_{\text{вз}}^2}{(A/B)\rho_{\Phi} + 1}. \quad (155)$$

или

$$P_{\text{к}} = \rho_{\text{зп}} [(A/B)k_{\text{вз}} + (k_{\text{вз}}^2/\rho_{\Phi})] \frac{1}{(A/B)\rho_{\Phi} + 1}. \quad (156)$$

Согласно выражению (140)

$$P_{\text{п}} = \rho_{\text{зп}} [(A/B)k_{\text{вз}} + (k_{\text{вз}}^2/\rho_{\Phi})]. \quad (157)$$

Предельное относительное сопротивление пласта $P_{\text{п}}$ находится путем графического умножения $P_{\text{к}}$ на величину $[(A/B)\rho_{\Phi} + 1]$ в левой части номограммы рис. 145. Ход решения задачи оценки пористости изображен на номограмме (см. рис. 145) стрелками.

Из предыдущего примера (см. рис. 144) имеем $a = 5$; $k_{\text{в}} = 34\%$; $k_{\text{но}} = 20\%$. По диаграммам отсчитываем $\rho_{\text{зп}} = 10$ Ом·м; $\rho_{\Phi} = 0,5$ Ом·м. На нижней шкале палетки откладываем значение $a = 5$; от этой точки проводим прямую линию через точку $k_{\text{в}} = 34\%$ до пересечения со шкалой $ak_{\text{в}}$. Затем пере-

мещаемся по вертикали до кривой со значением $k_{\text{но}} = 20\%$ и по прямой влево до пересечения с точкой $\rho_{\text{н.зп}}$ или, как в нашем случае, с $\rho_{\text{зп}} = 10$ и $\rho_{\text{ф}} = 0,5$ до точки пересечения со шкалой $P_{\text{к}}$. От этой точки передвигаемся по горизонтали до линии с ранее определенным шифром $ak_{\text{в}}$ и вниз до шкал, по которым отсчитывают предельное относительное сопротивление $P_{\text{н}} = 42$.

Если принять, что для рассматриваемого примера $P_{\text{н}} = 1/k_{\text{н}}^2$, то $k_{\text{н}} = 15,5\%$.

Существенным недостатком метода А. де Уитте, как и метода Шлюмберже, является необходимость предварительного выбора (задания) величины $k_{\text{но}}$ ($k_{\text{вз}}$), которая устанавливается на основании дополнительных исследований. Поэтому эти методы следует рассматривать как приближенные.

Методика А. де Уитте получила дальнейшее развитие в Грозненской лаборатории ВНИИ геофизики Н. Д. Гусаковым [7].

Способ интерпретации Н. Д. Гусакова

Этот метод основан на использовании уравнений (131), (136), (141), позволивших составить приближенное равенство

$$Q = \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{вп}}} = \frac{A + (B/\rho_{\text{в}})}{Ak_{\text{в}} + (Bk_{\text{в}}^2/\rho_{\text{в}})} \approx \frac{1}{k_{\text{в}}^2}. \quad (158)$$

Из полученного выражения следует, что при заданной величине $\rho_{\text{в}}$ каждому значению A/B соответствует определенное значение n , т. е. коэффициент увеличения сопротивления Q в каждом конкретном случае зависит от $\rho_{\text{в}}$, $k_{\text{в}}$ и глинистости.

Значение n можно получить, задавшись некоторой величиной удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{\text{в}}^*$. Для этого воспользуемся удельными сопротивлениями $\rho_{\text{вп}}^*$, $\rho_{\text{п}}^*$ и $\rho_{\text{зп}}^*$, рассчитанными для заданного удельного сопротивления $\rho_{\text{в}}^*$.

Согласно выражениям (141) и (142) получим

$$1/\rho_{\text{п}}^* = Ak_{\text{н}} + (Bk_{\text{в}}^2/\rho_{\text{в}}^*); \quad (159)$$

$$1/\rho_{\text{зп}}^* = Ak_{\text{вз}} + (Bk_{\text{вз}}^2/\rho_{\text{в}}^*). \quad (160)$$

Из уравнения (158) следует, что

$$\rho_{\text{п}}^*/\rho_{\text{вп}}^* = 1/k_{\text{н}}^2 \quad (161)$$

и по аналогии

$$\rho_{\text{зп}}^*/\rho_{\text{вп}}^* = 1/k_{\text{вз}}^2. \quad (162)$$

Отсюда

$$\rho_{\text{п}}^*/\rho_{\text{зп}}^* = (k_{\text{вз}}/k_{\text{н}})^2, \quad (163)$$

следовательно,

$$n = \frac{\lg(\rho_{\text{п}}^*/\rho_{\text{зп}}^*)}{\lg(k_{\text{вз}}/k_{\text{н}})}. \quad (164)$$

Величина $k_{\text{вз}}/k_{\text{в}}$ может быть определена из уравнения (148), а отношение $\rho_{\text{п}}^*/\rho_{\text{зп}}^*$ согласно (159) и (160) равно

$$\frac{\rho_{\text{п}}^*}{\rho_{\text{зп}}^*} = \frac{(A/Bk_{\text{в}})(k_{\text{вз}}/k_{\text{н}}) + (k_{\text{вз}}/k_{\text{в}})^2(1/\rho_{\text{в}}^*)}{(A/Bk_{\text{в}}) + (1/\rho_{\text{в}}^*)}. \quad (165)$$

Для расчета $k_{вз}/k_{в}$ и $\rho_{п}^*/\rho_{зп}^*$ необходимо определить отношение $A/Bk_{в}$. Это достигается совместным решением уравнений (143) и (127):

$$A/Bk_{в} = \frac{(\rho_{вк}/\rho_{в}) - 1}{\rho_{ф} - \rho_{вк}}. \quad (166)$$

Значение $\rho_{вк}$ находят, пользуясь уравнением (127).

На рис. 146 показана номограмма, связывающая величины A/B , n и $\rho_{в}^*$, пользуясь которой, можно определить A/B по n . По величине A/B и значению

$A/Bk_{в}$, рассчитанному по формуле (166), определяют коэффициент водонасыщенности глинистого песчаника, а затем и величину $k_{вз}$. После подстановки полученных параметров в выражение (159) определяют предельное относительное сопротивление пласта.

Определение коэффициента водонасыщенности $k_{в}$ производится в следующем порядке.

1. Согласно формуле (127) находят кажущееся удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{вк}$.

2. По формуле (166) подсчитывают величину $A/Bk_{в}$.

3. По формуле (148) вычисляют значение $k_{вз}/k_{в}$.

4. Задаются удельным сопротивлением $\rho_{в}^*$ с таким расчетом, чтобы было удобно пользоваться палеткой рис. 146. Для слабоглинистых песчаников с малым значением $A/Bk_{в}$ значения $\rho_{в}^*$ берутся более высокие, для сильноглинистых — низкие и в соответствии с формулой (165) вычисляют отношение $\rho_{п}^*/\rho_{зп}^*$.

5. По рассчитанным $k_{вз}/k_{в}$ и $\rho_{п}^*/\rho_{зп}^*$, пользуясь формулой (164), оценивают n .

6. По номограмме рис. 146 для заданного $\rho_{в}^*$ по вычисленному значению n находят отношение A/B .

Рис. 146. Номограмма для определения n по A/B (по Н. Д. Гусакову)

7. Коэффициент водонасыщенности определяют по формуле $k_{в} = \frac{A/B}{A/Bk_{в}}$, одновременно находят $k_{вз}$, зная $k_{вз}/k_{в}$.

Пример. Сильноглинистый пласт с массовой концентрацией глинистого материала 40% от массы пород; пористость по керну 14%; $\rho_{п} = 4$ Ом·м; $\rho_{зп} = 5,3$ Ом·м; $E_{ПС\ гл} = -25$ мВ; $\rho_{ф}^* = 0,48$ Ом·м; $\rho_{г}^* = 0,039$ Ом·м (при температуре пласта $t = 90^\circ \text{C}$); $k_{ПС} = -87$ мВ; при подсчете A/B принято значение $\rho_{в}^* = 0,02$ Ом·м.

По формуле (127) находим $\rho_{вк} = 0,248$ Ом·м, ($-25 = -87 \lg 0,48/\rho_{вк}$).

По формуле (166) $A/Bk_{в} = \frac{0,248 : 0,039 - 1}{0,48 - 0,248} = 23$; по (148) $\frac{k_{вз}}{k_{в}} = 1,44$; $\frac{5,3}{4} =$

$$= \frac{23 \cdot 0,48 + 0,48 : 0,039}{23 \cdot 0,48 k_{вз} : k_{в} + (k_{вз} : k_{в})^2}; \quad \text{по (165)} \quad \frac{\rho_{п}^*}{\rho_{зп}^*} = \frac{23 \cdot 1,44 + 1,44^2 : 0,02}{23 + 1 : 0,02} = 1,86; \quad \text{из (164)}$$

$$n = \lg 1,86 : \lg 1,44 = 1,69; \quad \text{по номограмме рис. 146} \quad A/B = 11 \quad \text{и} \quad k_{в} = 11 : 23 = 0,48;$$

$$k_{вз} = 0,48 \cdot 1,44 = 0,7; \quad \text{по (157)} \quad P_{п} = 5,3 (11,07 + 0,7^2 : 0,48) = 47; \quad k_{п} = 14,7\%, \quad (P_{п} = 1/k_{п}^2).$$

При испытании пласта была получена нефть с дебитом 59 м³/сут, что соответствует результатам интерпретации.

Достоверность результатов, получаемых данным методом, снижается в связи с допущением, что показатель степени n зависит в основном от величины $A\rho_{в}/B$ и в меньшей степени от $k_{п}$. Между тем, в значительном диапазоне значений A/B и $\rho_{в}^*$ величины $A\rho_{в}^*/B$ и $k_{п}$ одного порядка.

Для снижения погрешности в каждом конкретном случае необходимо уточнить диапазон возможных изменений $k_{в}$ и $k_{вз}$, и производить соответствующее осреднение зависимостей $Q = f(k_{в})$ для постоянных значений отношения $A\rho_{в}/B$.

Настоящая методика широко используется для изучения высокопористых и слабоглинистых коллекторов мезозойских отложений Прикумского нефтеносного района и Прикаспийской впадины, где получены положительные результаты. В условиях сильноглинистых уплотненных песчаников при использовании данной методики возможны систематические ошибки в сторону завышения емкости и нефтенасыщенности коллекторов.

Методика З. Барлаи

В последние годы венгерским исследователем З. Барлаи разработан новый метод оценки пористости и нефтегазонасыщенности песчано-алевритоглинистых пород. В основу метода легли следующие положения.

1. Кварцевая породобразующая группа минералов относится к неактивной группе, она не обладает электропроводностью и электрохимической активностью, ее гамма-активность низкая.

2. Присутствие в породе тонкодисперсных глинистых породобразующих минералов с размерами зерен менее 0,005 мм приводит к заметному повышению электропроводности, электрохимической и гамма-активности.

3. Промежуточная породобразующая группа, представленная алевритами, зерна которых имеют размеры в 0,005—0,1 мм, так же как и кварцевая группа, является электрохимически неактивной (против алевритовых пород не наблюдается снижение $\alpha_{пс}$ — относительной амплитуды аномалии ПС). Однако для этой группы характерно заметное повышение гамма-активности сравнительно с кварцевой группой и значительное повышение электропроводности вследствие проводимости гидратных оболочек, окружающих зерна породы.

Основой для составления уравнений, связывающих каротажные данные с параметрами песчано-алевритоглинистых коллекторов, явилась объемная модель породы, состоящая из песка, алеврита и глинистых частиц, с изображением относительного объема отдельных компонентов (рис. 147).

В этой модели алеврит, как и глина, рассматривается в виде скопления частиц, заполняющих поры породы, либо является одним из компонентов скелета, при этом часть пор породы остается свободной. Согласно предложенной модели порода характеризуется макропористостью $k_{пп}$, заключенной между песчаными зернами, и микропористостью $k_{пал} C_{ал}$ между зернами алеврита. Отсюда полная эффективная пористость определяется суммой двух компонент:

$$k_{п} = k_{пп} + k_{пал} C_{ал}. \quad (167)$$

Для упрощения допускают, что водонасыщенность макро- и микропор одинаковая.

Удельное сопротивление рассматриваемой многокомпонентной породы можно представить как функцию ряда аргументов

$$\rho_p = f[C_{гл}; (1 - k_{п. ал}) C_{ал}; k_{п. ал} C_{ал} k_v; k_{пп} k_v]. \quad (168)$$

Формула (168) может быть выражена следующим образом:

$$\rho_p = P \rho_{ср} Q = \rho_{вп} Q, \quad (169)$$

где P — относительное сопротивление породы, полностью насыщенной водой; $\rho_{ср}$ — среднее сопротивление смеси проводящих компонентов в породе, пол-

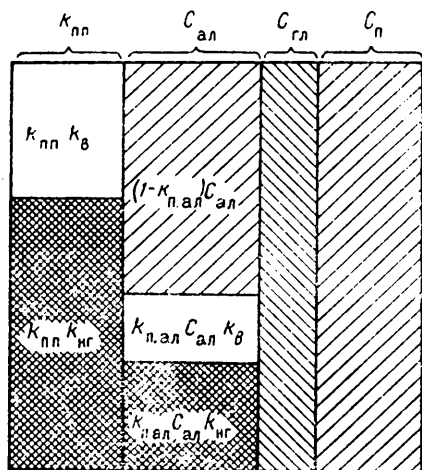


Рис. 147. Объемная модель многокомпонентной породы.

$k_{пп}$ — макропористость коллектора, образованная зернами песка; $k_{пп} k_v$ и $k_{пп} k_{нг}$ — соответственно водонасыщенная и нефтегазонасыщенная части макропорового пространства; $C_{ал}$ — объемное содержание алевритовых зерен, включая и образованную ими микропористость; $k_{п. ал}$ — микропористость, образованная зернами алеврита и равная отношению объема микропор к объему алеврита; $k_{п. ал} C_{ал}$ — отношение объема микропор ко всему объему породы; $(1 - k_{п. ал}) C_{ал}$ — объемная алевритистость без учета микропор; $k_{п. ал} C_{ал} k_v$ и $k_{п. ал} C_{ал} k_{нг}$ — соответственно водо- и нефтегазонасыщенные части микропорового пространства; $C_{гл}$ — объемная глинистость; $C_{п}$ — объемная песчанистость

ностью насыщенной водой; Q — коэффициент увеличения сопротивления; $\rho_{пп}$ — удельное сопротивление породы, полностью насыщенной водой.

Для определения величины P по аналогии с выражением (32) получим

$$P = \frac{a}{\left[k_{п. п} + \frac{C_{ал} (1 - k_{п. ал})}{\rho_{ал}^B / \rho_v} + C_{гл} \right]^m}, \quad (170)$$

где $\rho_{ал}^B$ — удельное сопротивление непроницаемой части алеврита в водонасыщенной породе.

Для описываемой модели породы на основании правила смешения электролитов можно составить уравнение

$$\frac{k_{п. п} + C_{ал} + C_{гл}}{\rho_{ср}} = \frac{k_{п. п}}{\rho_v} + \frac{C_{ал} (1 - k_{п. ал})}{\rho_{ал}^B} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^B}. \quad (171)$$

Отсюда определяем величину $\rho_{ср}$:

$$\rho_{ср} = \rho_v \left[\frac{k_{пп} + C_{ал} + C_{гл}}{k_{п. п} + \frac{C_{ал} (1 - k_{п. ал})}{\rho_{ал}^B / \rho_v} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^B / \rho_v}} \right] \quad (172)$$

Коэффициент увеличения сопротивления определяется выражением

$$Q = \left[\frac{k_{п} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{нг}/\rho_{в}} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^{нг}/\rho_{в}}}{k_{п} \cdot k_{в} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{нг}/\rho_{в}} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^{нг}/\rho_{в}}} \right]^n, \quad (173)$$

где $\rho_{ал}^{нг}$ — удельное сопротивление непроницаемой части алевроита в нефтегазо-насыщенной части породы; $\rho_{гл}^{нг}$ и $\rho_{в}^{нг}$ — соответственно удельное сопротивление глины в нефтегазонасыщенной и водонасыщенной частях породы.

Удельные сопротивления полностью водонасыщенной многокомпонентной породы $\rho_{пв}$ и породы, содержащей нефть и газ $\rho_{п}$, с учетом формул (170), (172), (173) равны:

$$\rho_{пв} = a\rho_{в} \cdot \frac{k_{пв} + C_{ал} + C_{гл}}{\left[k_{п} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{в}/\rho_{в}} + C_{гл} \right]^m \left[k_{п} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{в}/\rho_{в}} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^{в}/\rho_{в}} \right]}; \quad (174)$$

$$\rho_{п} = a\rho_{в} \cdot \frac{k_{п, п} + C_{ал} + C_{гл}}{\left[k_{п} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{в}/\rho_{в}} + C_{гл} \right]^m \left[k_{п} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{в}/\rho_{в}} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^{в}/\rho_{в}} \right]} \times \\ \times \left[\frac{k_{п} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{нг}/\rho_{в}} + \frac{C_{вл}}{\rho_{вл}^{нг}/\rho_{в}}}{k_{п} \cdot k_{в} + \frac{C_{ал}(1 - k_{п, ал})}{\rho_{ал}^{нг}/\rho_{в}} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}^{нг}/\rho_{в}}} \right]^n. \quad (175)$$

Анализ формул (173) и (175) показывает, что присутствие алевроита значительно понижает сопротивление $\rho_{п}$ продуктивных нефтегазонасыщенных пород, а также коэффициент увеличения сопротивления Q ; при высоком содержании алевроита выделение нефтегазонасыщенного пласта затруднительно. Следовательно, для оценки $k_{п}$ по величине Q необходимо учитывать влияние алевроита. Это наглядно иллюстрируется графиками, рассчитанными по формуле (173) и изображенными на рис. 148 и 149.

На рис. 148 показано изменение коэффициента увеличения сопротивления Q в зависимости от водонасыщения $k_{в}$ для чистого песчаника и песчаника, содержащего алевроит. Из графика видно, что коэффициент увеличения сопротивления в алевроитистых песчаниках значительно ниже, чем в чистом песчанике, причем степень понижения Q зависит от величины $\rho_{ал}^{нг}/\rho_{в}^*$. Чем меньше эта величина, т. е. чем выше относительная проводимость непроницаемой части алевроита, тем меньше будет величина Q .

Снижение коэффициента увеличения сопротивления Q с увеличением содержания алевроита наглядно иллюстрируется рис. 149.

Для определения фракционного состава и пористости многокомпонентных терригенных пород автор использует данные гамма-каротажа и ПС.

Известно, что некоторые песчано-алевритовые породы характеризуются высокой гамма-активностью даже при отсутствии глинистых частиц, если объем алевроитовой фракции достаточно велик. При этом общая гамма-активность песчаника складывается из гамма-активности песка, алевроита и глины.

* Величины $\rho_{ал}^{в}/\rho_{в}$ и $\rho_{ал}^{нг}/\rho_{в}$, $\rho_{гл}^{в}/\rho_{в}$ и $\rho_{гл}^{нг}/\rho_{в}$ мало различаются между собой и для практических целей могут быть приравнены.

На основании объемной модели (см. рис. 147) естественную гамма-активность породы можно выразить формулой

$$\gamma = \gamma_{\text{п}} C_{\text{п}} + \gamma_{\text{ал}} C_{\text{ал}} (1 - k_{\text{п, ал}}) + \gamma_{\text{гл}} C_{\text{гл}}, \quad (176)$$

где $\gamma_{\text{п}}$, $\gamma_{\text{ал}}$, $\gamma_{\text{гл}}$ — удельная гамма-активность песка, алевроита, глины.

Из формулы (176) видно, что при подсчете γ учитывается лишь гамма-активность компонентов породы, исключая активность жидкости, заполняющей эффективное поровое пространство. Если удельная гамма-активность жидкости значительна, то ее также нужно учитывать при вычислении γ .

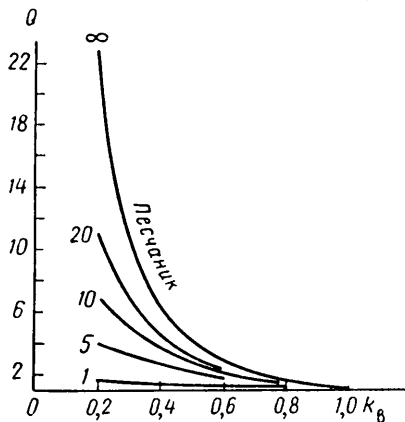


Рис. 148. График зависимости коэффициента увеличения сопротивления Q от коэффициента водонасыщенности $k_{\text{в}}$ для песчанника с различным содержанием алевроитового материала.

$k_{\text{п, ал}} = 0,25$, $n = 2$; шифр кривых $\rho_{\text{ал}}^{\text{НГ}}/\rho_{\text{в}}$

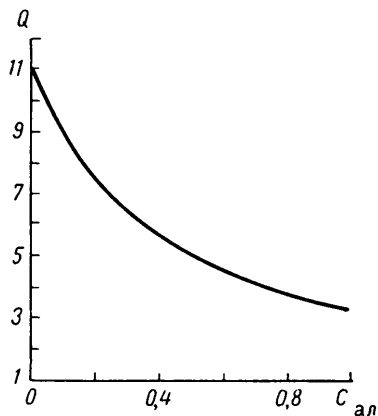


Рис. 149. График зависимости коэффициента увеличения сопротивления Q от содержания алевроита в породе $C_{\text{ал}}$.
 $k_{\text{п}} = 0,3$; $k_{\text{пп макс}} = 0,3$; $C_{\text{ал}} = 0,25$;
 $n = 2$; $\rho_{\text{ал}}^{\text{НГ}}/\rho_{\text{в}} = 5$

Вместо объемной песчанистости, которая трудно учитывается на практике, рекомендуется пользоваться

$$C_{\text{п}} = 1 - C_{\text{ал}} - C_{\text{гл}} - k_{\text{пп}}. \quad (177)$$

В песчанниках нижнего карбона Башкирии удельная гамма-активность глины в 23 раза превышает гамма-активность песка, а гамма-активность алевроита превышает гамма-активность песка в 5,5 раза.

Повышенной гамма-активностью алевроита объясняется тот факт, что против некоторых песчано-алевровитовых пород наблюдается повышенная гамма-активность, в то время как по отклонению кривой ПС нельзя предполагать заметного содержания глинистых частиц. Это происходит потому, что ионы гидратной оболочки, окружающей алевроитовые зерна, не образуют двойных электрических слоев. Поэтому изменение амплитуды аномалии ПС против многокомпонентной породы объясняется влиянием только глинистой фракции; алевроиты, как уже указывалось, не обладают электрохимической активностью.

Для определения относительной амплитуды аномалии ПС многокомпонентной породы в работе [33] было рекомендовано выражение

$$\alpha_{\text{ПС}} = \left(1 + \frac{C_{\text{гл}}}{k_{\text{п}}} \frac{\rho_{\text{вф}}}{\rho_{\text{гл}}} \frac{1}{k_{\text{вз}}} \right)^{-2}, \quad (178)$$

где $\rho_{\text{вф}}$ — среднее удельное сопротивление воды в зоне проникновения, принимаемое равным $(\rho_{\text{ф}} + \rho_{\text{н}})/2$.

Определение фракционного состава ($C_{ал}$, $C_{гл}$) и пористости породы ($k_{п} = k_{пп} + k_{п.ал}C_{ал}$) проводится путем комплексного использования кривых ПС и естественного гамма-излучения ГК.

Для практического решения поставленной задачи составлена оценочная номограмма рис. 150, основанная на объемной модели породы, изображенной на рис. 147, в соответствии с формулами (176) и (178). В формуле (176) были использованы следующие значения удельной гамма-активности, полученные на

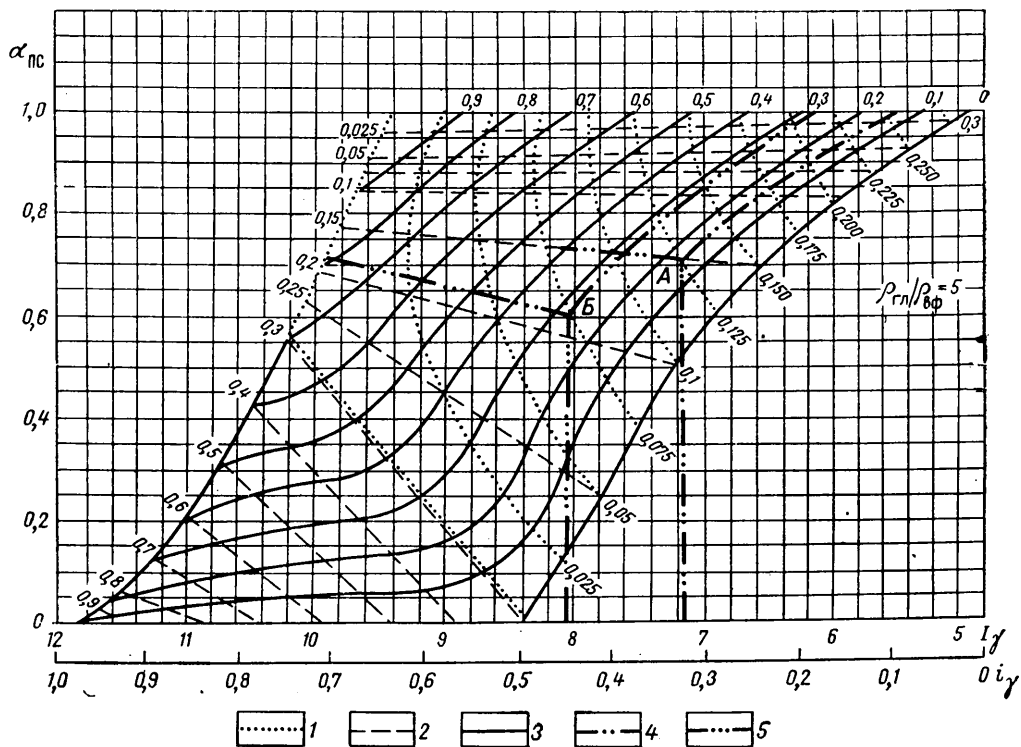


Рис. 150. Номограмма для определения фракционного состава и пористости многокомпонентной породы по данным ПС и ГК.

1 — $k_{пп}$; 2 — $C_{гл}$; 3 — $C_{ал}$; 4 — пример А; 5 — пример Б

основе данных каротажа одного из месторождений [33]: $\gamma_{п} = 6,9$ мкР/ч; $\gamma_{ал} = 12,5$ мкР/ч; $\gamma_{гн} = 12$ мкР/ч. Для удобства пользования номограммой рис. 150 на оси абсцисс нанесена шкала относительной гамма-активности согласно формуле (92).

В связи с тем, что в промытой зоне или в зоне проникновения имеется остаточная нефтегазонасыщенность, на ординату номограммы наносится исправленная величина $\alpha_{ПС}$:

$$\alpha_{ПС \text{ испр}} = \frac{1}{[1 + (\sqrt{1/\alpha_{ПС}} - 1) k_{вз}]^2}. \quad (179)$$

При составлении номограммы согласно лабораторным измерениям на образцах пород было принято, что $C_{п\ max} = 0,7$ и соответственно $k_{п\ max} = 0,3$; $k_{п. ал}$ достигает 0,25. Глина заполняет только часть макропорового пространства и отсутствует внутри микропор.

Точка 0 в правом углу номограммы рис. 150 соответствует чистому песчаному коллектору; горизонтальная линия, проведенная из этой точки влево, соответствует коллектору, сложенному песком и алевроитом, а точка в верхнем левом углу соответствует коллектору, сложенному алевроитом. Каждая внутренняя точка графика соответствует коллектору, содержащему различные фракции. Справа налево увеличивается содержание алевроита, сверху вниз увеличивается содержание глины.

Одной из важных задач изучения многокомпонентных коллекторов является оценка величины коэффициента водонасыщенности k_v . Определение его осуществляется при помощи уравнения (175), первая часть которого выражает $\rho_{вп}$. Допуская, что $\rho_{ал}^{нг}/\rho_v \approx \rho_{ал}^в/\rho_v$ и $\rho_{гл}^{нг}/\rho_v \approx \rho_{гл}^в/\rho_v$, получаем

$$k_v = \left(\frac{\rho_{вп}}{\rho_p} \right)^{1/n} - \frac{\frac{C_{ал}(1 - k_{п. ал})}{\rho_{ал}/\rho_v} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}/\rho_v}}{k_{п}} \left[\left(1 - \frac{\rho_{вп}}{\rho_p} \right)^{1/n} \right]. \quad (180)$$

Это уравнение может быть выражено в сокращенном виде

$$k_v = k_{в. к} - K_{попр} (1 - k_{в. к}), \quad (181)$$

где $k_{в. к} = (\rho_{вп}/\rho_p)^{1/n}$ — кажущаяся водонасыщенность, выраженная формулой аналогичной (45), а $K_{попр}$ — поправочный коэффициент.

Величина $k_{в. к}$, определенная для многокомпонентной породы, значительно выше, чем истинная величина k_v , что является результатом присутствия алевроита и глинистой компоненты. Это увеличение корректируется в формуле (181) вторым членом, содержащим поправочный коэффициент $K_{попр} = \left[\frac{C_{ал}(1 - k_{п. ал})}{\rho_{ал}/\rho_v} + \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}/\rho_v} \right] : k_{п}$, как это следует из формулы (180).

Рассмотрим основные приемы определения величин, входящих в формулу (180).

Значение $\rho_{пп}$ можно определить по формуле (174), но более надежным следует признать определение этой величины непосредственно по каротажным диаграммам, что осуществляется в следующих случаях: а) в литологически однородных пластах, если известно положение водо-нефтяного контакта; б) по данным, полученным в соседней скважине, если пласт полностью водонасыщен и его литологический состав не отличается от состава продуктивного пласта.

В практической работе возникает необходимость определения функциональных констант, входящих в формулы (174) и (180). Эти константы (a , m , n , $k_{п. ал}$, $\rho_{ал}/\rho_v$ и $\rho_{гл}/\rho_v$) определяются в результате анализов кернов из водосодержащих пластов.

В работе [33] для песчано-алеврито-глинистого коллектора одного из месторождений рекомендуются: $m = 2$; $n = 1,8$; $k_{п. ал} = 0,25$. $\rho_{ал}/\rho_v$ приравнивается к $\rho_{гл}/\rho_v$ и принимается равным 5, в качестве $\rho_{гл}$ принимается половина удельного сопротивления вмещающих глин.

Рассмотренная методика была опробована при изучении песчано-алеврито-глинистых коллекторов Прикумской нефтегазоносной области Ставропольского края. Полученные результаты представляют определенный интерес при оценке характера насыщения коллекторов.

Пример А. Колодезная скв. 9 расположена внутри контура нефтеносности. Интервал залегания пласта 2836,5—2854,6 м; $\rho_n = 0,020 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_p = 4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\alpha_{ПС} = 0,61$; $i_\gamma = 0,32$; $a = 0,52$; $m = 2,34$; $n = 2$.

1. По формуле (179) исправляем величину относительной амплитуды аномалии ПС $\alpha_{ПС}$ за остаточную нефтенасыщенность в зоне пропикновения. При этом величину $k_{но}$ для данного месторождения принимаем равной 0,3: $\alpha_{ПС \text{ испр}} = 0,7$.

2. По номограмме рис. 150 и формуле (167) определяем фракционный состав породы, слагающий пласт: $C_{ал} = 0,14$; $C_{гл} = 0,15$; $k_{пп} = 0,125$; $k_p = 0,16$.

3. Определяем отношение $\rho_{гл}/\rho_n$ и $\rho_{ал}/\rho_n$. Удельное сопротивление мощного пласта глин, вскрытого данной скважиной, равно 4 Ом·м. Отсюда: $\rho_{гл}/\rho_n = \rho_{ал}/\rho_n = 4 \text{ Ом} \cdot \text{м} \cdot 0,5 : 0,02 \text{ Ом} \cdot \text{м} = 100$.

4. По формуле (174) оцениваем величину $\rho_{пп}$ при условии водонасыщения пласта 100%: $\rho_{пп} = 0,38 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

5. По формуле (180) находим величину коэффициента водонасыщенности пласта: $k_n = 0,3$; пласт является нефтеносным. (Ход решения дан на рис. 150, точка А).

Пример Б. Колодезная скв. 29. Водонасыщенный пласт в интервале 2845,6—2848,0 м; $\rho_n = 0,9 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\alpha_{ПС} = 0,60$; $i_\gamma = 0,45$.

1. По номограмме рис. 150 и формуле (167) определяем фракционный состав породы, слагающей пласт: $C_{ал} = 0,28$; $C_{гл} = 0,185$; $k_{пп} = 0,075$; $k_p = 0,14$.

2. $\rho_{ал}/\rho_n = \rho_{гл}/\rho_n$ принято равным 100 по аналогии с примером 1.

3. По формуле (174) определяем, что $\rho_{пп} = 0,55 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

4. По формуле (180) рассчитываем величину $k_n = 0,77$, пласт является водопосным. (Ход решения дан на рис. 150, точка В.)

Погрешности определения пористости и нефтегазонасыщенности по удельному сопротивлению

Погрешности определения пористости связаны с точностью в определении предельного относительного сопротивления P_n . В благоприятных условиях для чистого песчаника ошибка в оценке P_n не менее 10%.

Погрешности в расчетах P_n возрастает: в районах, где минерализация пластовой воды подвергается значительным изменениям по площади (из-за неточности в определении ρ_n); в нефтегазонасыщенных пластах из-за неточности в определении коэффициента водонасыщенности промытой зоны $k_{n, \text{пп}}$ или зоны пропикновения $k_{n, \text{зп}}$; в глинистых коллекторах из-за влияния поверхностной проводимости (в особенности при относительно пресных пластовых водах), затруднений в оценке характера размещения глинистых частиц в породе и определении величины ρ_n ; в пластах с малым сопротивлением (до 1 Ом·м) возникают технические трудности в измерении сопротивления, что ведет к дополнительным погрешностям в определении P_n .

На точность определения пористости влияет погрешность вычисления коэффициента цементации, величина которой не менее 0,1.

Для продуктивных, относительно чистых песчаных коллекторов с пористостью 20—30% относительная погрешность в определении пористости по удельному сопротивлению достигает 20%. Для песчано-глинистых коллекторов погрешность в определении пористости заметно возрастает.

Погрешность в определении нефтегазонасыщенности коллектора зависит главным образом от степени его нефтегазонасыщения. При высоких значениях нефтегазонасыщения неглинистых песчаных коллекторов ($k_{нг} > 80\%$) погрешность в подсчетах $k_{нг}$ не превышает 10% даже тогда, когда ошибка в определении коэффициента увеличения сопротивления Q достигает 50%.

С уменьшением нефтегазонасыщения коллектора погрешность в определении $k_{нг}$ возрастает и при $k_{нг} < 40\%$ (глинистые коллекторы) достигает 50% и более.

Большие затруднения в определении коэффициента нефтегазонасыщенности возникают в следующих случаях: 1) в неоднородных пластах, представленных часто чередующимися пропластками различного сопротивления, при очень глубоком проникновении фильтрата раствора в пласт и во всех других случаях, когда определение сопротивления пласта ρ_n затрудняется; 2) при отсутствии данных для достаточно точного определения величин ρ_{np} ; 3) при отсутствии тесной связи между насыщением пор нефтью, газом или водой и коэффициентом увеличения сопротивления Q песчано-глинистого коллектора.

Оценка пористости глинистых коллекторов методами радиоактивного (НГК и ГГК-П) и акустического (АК) каротажа

Различное влияние глинистости на показания НГК, ГГК-П и АК дает возможность использовать результаты наблюдений этими методами для оценки глинистости и пористости глинистых коллекторов.

На показания радиоактивного каротажа (гамма-, нейтронный, гамма-гамма-каротаж) характер распределения глинистого материала в породе не оказывает существенного влияния. Однако влияние глинистого материала сказывается в большей мере на нейтронном каротаже (в частности, НГК) сравнительно с плотностным гамма-гамма-каротажем. Показания акустического каротажа различны при рассеянии глинистых частиц и слоистом их залегании в породе.

Показания нейтронного каротажа соответствуют общему содержанию водорода в глинистых породах (включая водород глин).

Если учесть, что содержание водорода в глинах значительно превышает его содержание в зернах скелета породы, пористость по данным НГК может быть выражена

$$k_{п \text{ НГК}} = k_n + AC_{гл}, \quad (182)$$

где $k_{п \text{ НГК}}$ — кажущаяся пористость по НГК, A — объемное содержание водорода в глинах, которое в большинстве случаев принимается равным 0,5 (50%).

Зависимость кажущейся пористости по ГГК-П может быть найдена из формулы (96) и соответствует

$$k_{п \text{ ГГК}} = k_n + [C_{гл}(\delta_m - \delta_{гл})/(\delta_m - \delta_{ж})]. \quad (183)$$

Поскольку средние плотности минералов скелета и глин мало различаются между собой, выражение $(\delta_m - \delta_{гл})/(\delta_m - \delta_{ж})$ мало и не превышает значений 0,1—0,2.

Для акустического каротажа в случае слоистой глинистости пород кажущаяся пористость согласно формуле (109) определяется выражением

$$k_{п \text{ АК}} = k_n + [C_{гл}(\Delta t_{гл} - \Delta t_m)/(\Delta t_{ж} - \Delta t_m)]. \quad (184)$$

Значение коэффициента $(\Delta t_{гл} - \Delta t_m)/(\Delta t_{ж} - \Delta t_m)$ изменяется от 0,2 до 0,6 в случае слоистости глин и от 0,4 до 1 в случае их рассеяния в порах породы. В связи со значительным изменением данного коэффициента использование диаграммы АК для оценки пористости имеет ограниченное применение (за исключением явно выраженной слоистости глин).

На основании формул (182)—(184) оценка пористости глинистых коллекторов возможна путем совместного изучения диаграмм НГК и ГГК-П как для слоистых, так и для рассеянных глин. Наиболее благоприятные результаты

могут быть получены для водонасыщенной глинистой породы с известной и выдержанной литологией.

Уравнения (182)—(184) решают графически. График зависимости показаний НГК и ГГК-П для условий одной скважины или площади дан на рис. 151.

Треугольник на рис. 151, а определяется точками: скелет, жидкость и глина. Расположение этих точек для данного конкретного случая соответствует следующим условиям: плотность скелета (песок) $2,65 \cdot 10^3$ кг/м³, глины (слоистые или рассеянные) $2,45 \cdot 10^3$ кг/м³ и жидкости (вода) $1 \cdot 10^3$ кг/м³. Объемное содержание водорода в глинах А (пористость по НГК) принимается равным 50%.

Треугольник разделен двумя группами параллельных прямых линий. Одна группа, параллельная линии с точками скелет и глина, соответствует значениям k_n . Другая группа, параллельная линии с точками жидкость и скелет, соответствует значениям объемной глинистости $C_{гл}$.

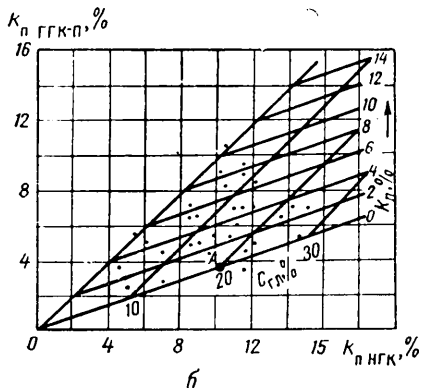
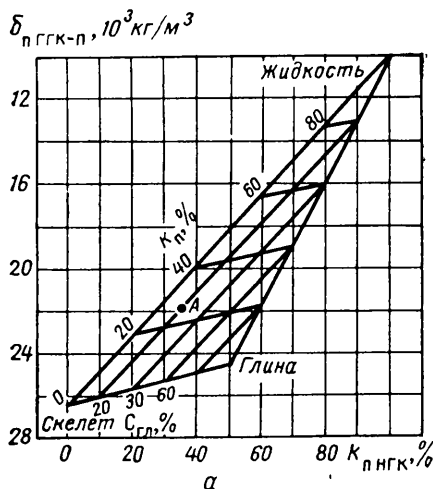


Рис. 151. График определения пористости k_n и объемной глинистости $C_{гл}$ по данным плотностного ГГК-П и нейтронного НГК гамма-каротажа (по материалам фирмы «Шлюмберже»).

а — график составлен для условий одной скважины; б — для мощной толщи глинистых известняков

Точка А характеризуется по диаграммам ГГК-П плотностью $\delta_n = 2,2 \times 10^3$ кг/м³ и по диаграммам НГК $k_{п\text{ НГК}} = 33\%$. Интерполяция по линиям на чертеже дает $k_n = 23\%$ и $C_{гл} = 16\%$.

На рис. 151, б показан аналогичный график зависимости $k_{п\text{ ГГК-П}}$ и $k_{п\text{ НГК}}$ для мощной толщи глинистых известняков.

Для получения $k_{п\text{ ГГК}}$ по формуле (183) были взяты значения плотности жидкости, равное $1 \cdot 10^3$, и скелета породы — $2,71 \cdot 10^3$ кг/м³. Точки, расположенные на линии с наклоном в 45°, соответствуют чистым породам ($C_{гл} = 0$). Нижняя правая часть графика ограничена линией, проходящей через начало координат и соответствует значениям $k_n = 0$.

Вычертив две граничные линии $k_n = 0$ и $C_{гл} = 0$, можно построить и остальную часть палетки: линии постоянной пористости k_n проводятся параллельно линии нулевой пористости $k_n = 0$ и пересекают линию нулевой глинистости $C_{гл} = 0$ в точках $k_n = k_{п\text{ НГК}}$. Линии постоянной объемной глинистости

$C_{гг}$ параллельны $C_{гг} = 0$ и для данной площади пересекают линию $k_n = 0$ при сохранении условий (182), что при глинистости 100% $k_n \text{ нгк} = 0,5C_{гг}$.

Линии с постоянными значениями $C_{гг}$ позволяют для каждой точки на чертеже определить эффективную пористость и объемное содержание глин.

По графику рис. 151, б можно определить плотность глин $\delta_{гг}$. Для примера возьмем точку А, соответствующую $k_n = 0$ и $C_{гг} = 20\%$. Координаты точки А — $k_n \text{ нгк} = 10\%$ и $k_n \text{ гкг} = 3,6\%$.

По уравнению (183) имеем $0,036 = 0,2(2,71 - \delta_{гг})/(2,71 - 1)$, при решении получаем $\delta_{гг} = 2,40 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Рис. 151 может быть использован при водонасыщении исследуемой зоны 100%. Присутствие газа и легких углеводородов снижает $k_n \text{ нгк}$ и δ_n (удельная плотность породы) и увеличивает $k_n \text{ гкг}$. В связи с этим точка, соответствующая такой породе, смещается вверх и вправо.

Для оценки пористости такой породы требуются дополнительные сведения о глинистости и газосодержании породы.

Переходная зона

Насыщение в переходной зоне меняется от 100% водонасыщения в нижней части пласта до максимально допустимого нефтенасыщения в верхней его части.

Распределение воды и нефти в пласте происходит под влиянием гравитационных и капиллярных сил; последние в гидрофильном коллекторе (наиболее распространенном случае) вызывают сохранение остаточной воды в нефтяной залежи.

Капиллярное давление $p_{кзп}$ соответствует разности давлений, возникающей в капиллярном канале между кривой контактной поверхностью, разделяющей две жидкости (нефть и воду). Вблизи водо-нефтяного контакта, когда $k_n = 100\%$, капиллярное давление равно нулю. Выше водо-нефтяного контакта капиллярное давление равно разнице гидростатических давлений столбов нефти и воды. Непосредственно над водной поверхностью нефтенасыщение мало, нефть находится в наибольших порах в виде больших шариков, имеющих малые кривизны поверхностей контакта (отсюда низкие капиллярные давления). Вверх от водо-нефтяного контакта нефтенасыщение переходной зоны увеличивается и нефть попадает в более мелкие поры и прослойки, водо-нефтяные поверхности имеют большую кривизну, а капиллярное давление выше.

В соответствии с изменением водонасыщения в переходной зоне изменяется и удельное сопротивление пород — от величины $r_{гп}$ для водонасыщения 100% до значения $r_{нг}$, соответствующего максимальному нефтегазонасыщению пласта.

На рис. 152 показана схематическая зависимость удельного сопротивления от положения точки в переходной зоне, построенная по фактическим данным, представляющая собой прямую, наклоненную под некоторым углом к оси глубин. Обогащение нижней части пласта остаточной водой характеризуется закономерным снижением сопротивления пласта.

Переходный интервал может быть коротким для высокопористых и хорошо проницаемых пород и значительным по длине в породах с низкой проницаемостью. В зависимости от литологических свойств пласта, его проницаемости и физико-химических свойств нефти и пластовой воды высота переходной зоны изменяется от 1 до 10 м и более.

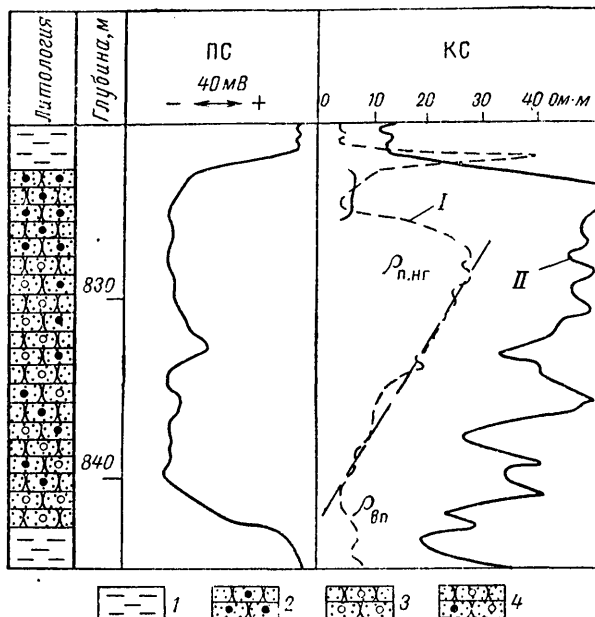
Анализ фактического материала по девонским продуктивным горизонтам Туймазинского и Бавлинского месторождений позволил сделать некоторые выводы об основных факторах, влияющих на высоту переходной зоны.

Полученными данными было установлено, что для девонских нефтеносных песчаников высота переходной зоны колеблется от десятых долей метра до 7 м и более. Наименьшая высота переходной зоны наблюдается в песчаниках с хорошей проницаемостью и отсортированностью зерен. Наличие в пласте глинистых и алевролитовых прослоев, ограничивающих переходную зону снизу и сверху, также ведет к уменьшению размеров переходной зоны.

При отсутствии четко выраженных глинистых прослоев высота переходной зоны зависит от проницаемости пласта и разницы в плотностях нефти и воды. Например, для девонских нефтеносных песчаников уменьшение проницаемости от 0,6 до 0,35 Д приводит к увеличению высоты переходной зоны от 1,5 до 6 м.

Рис. 152. Диаграммы электрического каротажа в нефтяном пласте.

1 — глина; 2 — песчаник нефтегазо-насыщенный; 3 — песчаник водона-сыщенный; 4 — переходная зона пес-чаника, содержащая нефть или газ и воду.
I — кривая градиент-зонда $AO = 4,6$ м;
II — кривая потенциал-зонда $AM = 0,4$ м.



При наличии переходной зоны в большинстве случаев отсутствует резкая граница между водонасыщенной и предельно нефтегазонасыщенной частями пласта, поэтому понятие о водо-нефтяном контакте (ВНК) является условным. Для практических целей за условный водо-нефтяной (водо-газовый) контакт рекомендуется принимать такой уровень переходной зоны, на котором ее удельное сопротивление или коэффициент увеличения сопротивления и водонасыщения являются критическими. По фактическим данным установлено, что уровень ВНК для большинства месторождений расположен на 1—1,5 м выше нижней границы переходной зоны.

Определение проницаемости пород

Способность породы пропускать жидкость (воду, нефть) и газы характеризует проницаемость пород. Проницаемость, определенная для однородной жидкости, называется абсолютной проницаемостью $k_{пр}$.

Проницаемость продуктивных пластов изменяется от десятых долей миллидарси и менее до 10 000 мД и более. Нижний предел проницаемости, представляющий промышленный интерес, зависит от ряда факторов: мощности продуктивного пласта, вязкости нефти, пластового давления, водонасыщенности, экономической эффективности и др.

К хорошо проницаемым породам относятся пески, песчаники, галечники и различные сильно трещиноватые породы. К плохо проницаемым, практически непроницаемым, — глины, мергели, сланцы и другие плотные непроницаемые породы.

Если в породе находятся две несмешивающиеся жидкости (например, нефть и вода), их потоки взаимодействуют и ограничивают раздельное перемещение жидкостей в породе. Эффективные проницаемости для нефти и воды ($k_{пр.н.}$, $k_{пр.в.}$) в этом случае меньше абсолютной проницаемости породы ($k_{пр.}$). Эффективные проницаемости зависят не только от свойств породы, но и от относительных количеств различных жидкостей, присутствующих в них. Отношение эффективной проницаемости к абсолютной составляет относительную проницаемость $k_{пр.от.}$.

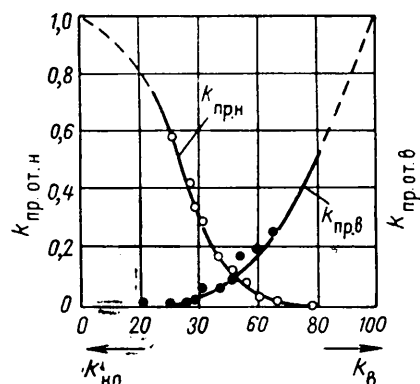


Рис. 153. Зависимость относительной проницаемости от нефтеводонасыщенности

На рис. 153 даны схематические кривые относительной проницаемости для гидрофильной породы, содержащей только нефть и воду. Кривые показывают, что при высокой нефтенасыщенности подвижность нефти в пласте высокая, а воды — низкая. При высокой водонасыщенности наблюдается обратная картина.

При определенной величине насыщения относительная проницаемость нефти снижается настолько, что нефть перестает течь $k_{пр.от.н} = 0$. Оставшаяся в порах нефть является неподвижной и может быть приравнена к остаточному нефтенасыщению $k_{но}$ в полностью промытой зоне пласта.

Соответственно относительная проницаемость воды снижается, когда количество воды достигает минимума и вода перестает течь, удерживаясь в порах капиллярными силами (остаточная водонасыщенность). Остаточная водонасыщенность $k_{но}$ для большинства коллекторов изменяется в зависимости от пористости и проницаемости от 10 до 30% и более.

В процессе добычи нефти вытеснением водой количество воды, добываемой совместно с нефтью, постепенно нарастает и наступает предел экономической целесообразности совместной добычи воды и нефти.

Определение проницаемости методом сопротивления

Методика определения проницаемости нефтеносных пластов по удельному сопротивлению, основанная на предположении о наличии связи между остаточной (связанной) водой и проницаемостью, была предложена Г. С. Морозовым в 1947 г. При этом было сделано допущение, что удельная поверхность является основным фактором, определяющим величину проницаемости породы, а содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности.

Содержание остаточной воды в нефтеносном пласте возрастает с увеличением удельной поверхности среды, а следовательно, с уменьшением проницаемости пористой среды и размеров поровых каналов.

Таким образом, коллекторы, менее проницаемые, состоящие из тонкозернистых песков и содержащие алевролиты и глинистые частицы, характеризуются более высоким содержанием остаточной воды по сравнению с более

пропицаемыми 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.

Коэффициент остаточной водонасыщенности $k_{\text{во}}$ выше переходной зоны определяется по коэффициенту увеличения сопротивления Q , где этот коэффициент сохраняется неизменным. Оценка проницаемости этим методом производится на основании экспериментальной кривой зависимости $Q = f(k_{\text{пр}})$ для конкретного нефтеносного пласта или группы пластов. Значение Q вычисляется по измерениям сопротивлений в скважине, проницаемость $k_{\text{пр}}$ — по определениям на кернах.

Методика определения проницаемости нефтеносных пластов по коэффициенту увеличения сопротивления была опробована на месторождениях: Туймазинском, Ромашкинском, Шкаповском и Соколовогорском.

На основании сопоставления результатов определения проницаемости по кривым $Q = f(k_{\text{пр}})$ с результатами, полученными по керну, установлено, что даже в наиболее благоприятном случае ошибка в определении проницаемости достигает 35—50%. Столь большая погрешность в определении проницаемости нефтеносных пластов по методу сопротивления обусловлена, как показал С. Г. Комаров, не исходными геофизическими данными, а недостаточно тесной связью остаточной водонасыщенности с проницаемостью пласта. Эта зависимость для различных пород изменяется от ряда факторов: физических и физико-химических свойств нефти, воды и газа, литологии, условий формирования залежи и других, которые трудно учесть.

В дальнейших исследованиях различными авторами предполагалось, что для повышения точности определения проницаемости по величине Q необходимо учитывать также и данные пористости пласта. В результате для различных коллекторов были рассчитаны зависимости Q от пористости и проницаемости.

Результаты сопоставления расчетных и экспериментальных данных показали, что зависимости $Q = f(k_{\text{пр}}, k_{\text{п}})$ не приводят к заметному снижению ошибок и не имеют преимуществ перед средней кривой $Q = f(k_{\text{пр}})$ [15]. В связи с этим следует признать, что задача определения проницаемости по коэффициенту увеличения сопротивления в общем случае с нужной для практики точностью не решается. Методика определения проницаемости нефтеносного пласта методом сопротивления не находит широкого применения и используется для оценки среднего значения проницаемости по всему пласту в случае мощных и литологически однородных нефтеносных песчаных пластов.

Аналогичная методика, основанная на связи между коэффициентами проницаемости и пористости с остаточной нефтенасыщенностью, рекомендуется фирмой «Шлюмберже». Эта связь выражается формулой

$$k_{\text{пр}}^{1/2} = 250k_{\text{п}}^3/k_{\text{во}}. \quad (185)$$

Для оценки $k_{\text{во}}$ используют коэффициент увеличения сопротивления Q , определяемый по замерам сопротивлений в нефтеносном пласте над переходной зоной. Данная методика оценки проницаемости принципиально ни чем не отличается от описанной выше. Поэтому ей свойственны те же недостатки и ограничения.

Определение проницаемости по градиенту сопротивления

Выше указывалось, что в переходной зоне водонасыщение изменяется от 100% против нижней границы зоны до значения остаточного водонасыщения $k_{но}$ в верхней части; соответственно с этим изменяется и удельное сопротивление переходной зоны (см. рис. 152).

В этом случае для оценки проницаемости пород используется величина градиента удельного сопротивления, который выражается как отношение приращения удельного сопротивления пласта $\Delta\rho_n$, измеренного на разных уровнях, к разности этих уровней Δh . Соответственно удельное сопротивление пласта в переходной зоне на расстоянии h от водо-нефтяного контакта определится выражением

$$\rho_n = \rho_{.n} + \Delta\rho_n h / \Delta h. \quad (186)$$

Подставив выражение (186) в формулу (45), получим

$$k_n = \sqrt{\frac{\rho_{вп}}{\rho_{вп} + h \frac{\Delta\rho_n}{\Delta h}}} = \sqrt{\frac{1}{1 + h \frac{1}{\rho_{вп}} \frac{\Delta\rho_n}{\Delta h}}} = \sqrt{\frac{1}{1 + ah}} \quad (187)$$

Величина $a = \Delta\rho_n / \rho_{.n} \Delta h$ называется приведенным градиентом сопротивления на 1 м.

На основании экспериментальных данных Тиксье [31] показал, что коэффициент проницаемости в миллидарси

$$k_{пр} = 4,6a^2 / (\delta_n - \delta_n)^2. \quad (188)$$

Таким образом, формула (188) позволяет вычислить коэффициент проницаемости, если известны величина a и разность плотностей пластовой воды δ_v и нефти δ_n .

Пример. Имеем $\rho_{пп} = 3,5$ Ом·м; $\rho_{.n} = 27$ Ом·м; $\Delta h = 14$ м (см. рис. 152); $\delta_v = 1,15$; $\delta_n = 0,95$.

Тогда $\Delta\rho_n = 27 - 3,5 = 23,5$ Ом·м; $\delta_n - \delta_n = 0,2$; $a = 23,5 : (3,5 \times 14) = 0,48$; проницаемость согласно формуле (188) будет $k_{пр} = 4,6 \cdot 0,48^2 : 0,2^2 = 26,5$ мД.

Определение проницаемости по градиенту сопротивления возможно при следующих условиях: 1) коллектор однороден и характеризуется неизменной по разрезу пористостью; 2) удельное сопротивление пласта изменяется линейно, что позволяет определить градиент сопротивления; 3) удельное сопротивление породы $\rho_{.n}$ в зоне ее 100%-ной водонасыщенности известно по замерам в скважине или в результате расчета по известному относительному сопротивлению R .

Из изложенного следует, что рассмотренная методика оценки проницаемости применима лишь для простейших случаев (мощный однородный гранулярный коллектор, в котором прослеживается водо-нефтяной контакт).

Разделение нефтеносных и газоносных пластов

Нефтеносные и газоносные пласты в общем случае имеют одинаковую электрическую характеристику и по диаграммам электрического каротажа не поддаются разделению. Более благоприятные результаты при неглубоком проникновении раствора могут быть получены по данным нейтронного каротажа.

Газоносные пласты по сравнению с водоносными и нефтеносными пластами содержат меньше водорода вследствие относительно малой плотности газов. Поэтому показания нейтронного гамма-каротажа против газоносных пластов оказываются в ряде случаев завышенными по сравнению с показаниями против таких же водоносных и нефтеносных пластов.

В однородных проницаемых песчаных пластах по кривым НГК можно установить контакты газ — нефть или газ — вода по более высоким показаниям радиационных гамма-излучений против газоносной части пласта.

На рис. 154 дан пример выделения газоносной части пласта по комплексу геофизических наблюдений, в том числе по кривой НГК. Пласт песчанника является газоносным в верхней части (2177—2188 м) и водоносным в нижней. Газонасыщенность пласта в верхней части хорошо подтверждается данными электрического каротажа (высокими сопротивлениями на кривой КС) и нейтронного гамма-каротажа (резким увеличением радиационного гамма-излучения по кривой НГК).

Разделить газоносную и водоносную (нефтеносную) части пласта по кривой НГК можно тогда, когда литологические свойства песчаного пласта и пористость однородны.

Экспериментальными работами в скважинах, выполненными Краснодарским филиалом ВНИИГеофизика, установлено, что разница относительных значений НГК, полученных для глинистых пластов и пластов, насыщенных нефтью или водой, мало изменяется от длины зонда (по крайней мере до 80—85 см). В то же время эта разница вполне ощутима, если коллектор заполнен газом.

В связи с этим для выделения газоносных пластов среди глин или нефтеводоносных пластов достаточно бывает проведения измерения двумя зондами НГК длиной обычно 35 и 70 см. Газоносные пласты, как это видно на рис. 155, выделяются по приращению интенсивности радиационного гамма-излучения на большом зонде относительно значений НГК на малом зонде. Величины приращения превышают 30—40%, что предъявляет особые требования к эталонировке аппаратуры и точности исследования. Для наглядности результаты измерений копируются на одну ленту при совмещении линий глин.

Проникновение в пласт фильтра бурового раствора затрудняет получение четких результатов. Более надежные результаты при измерении двумя зондами НГК возможны

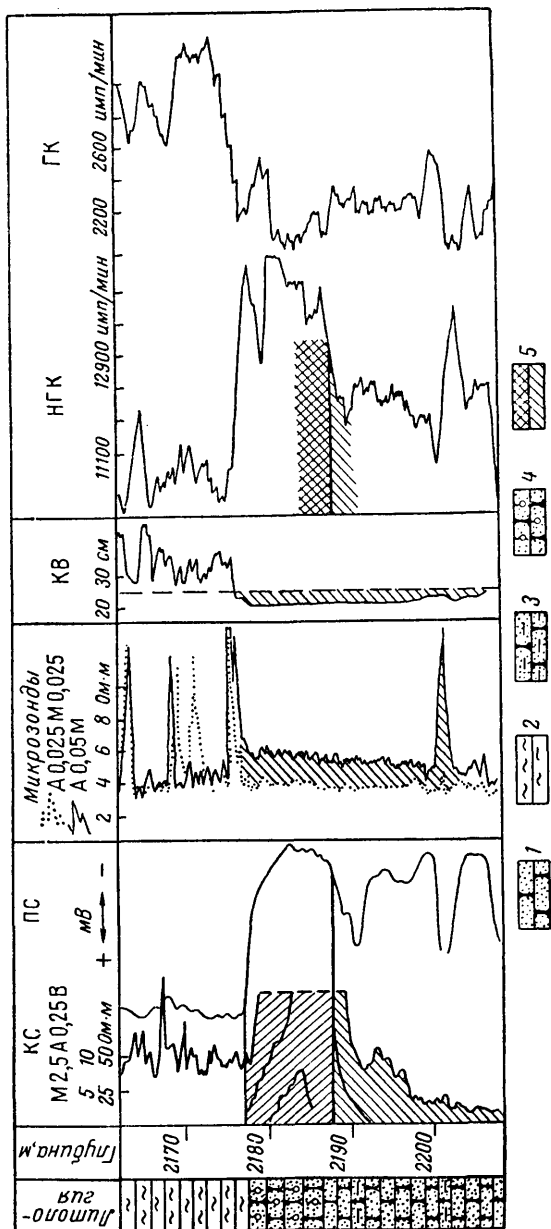
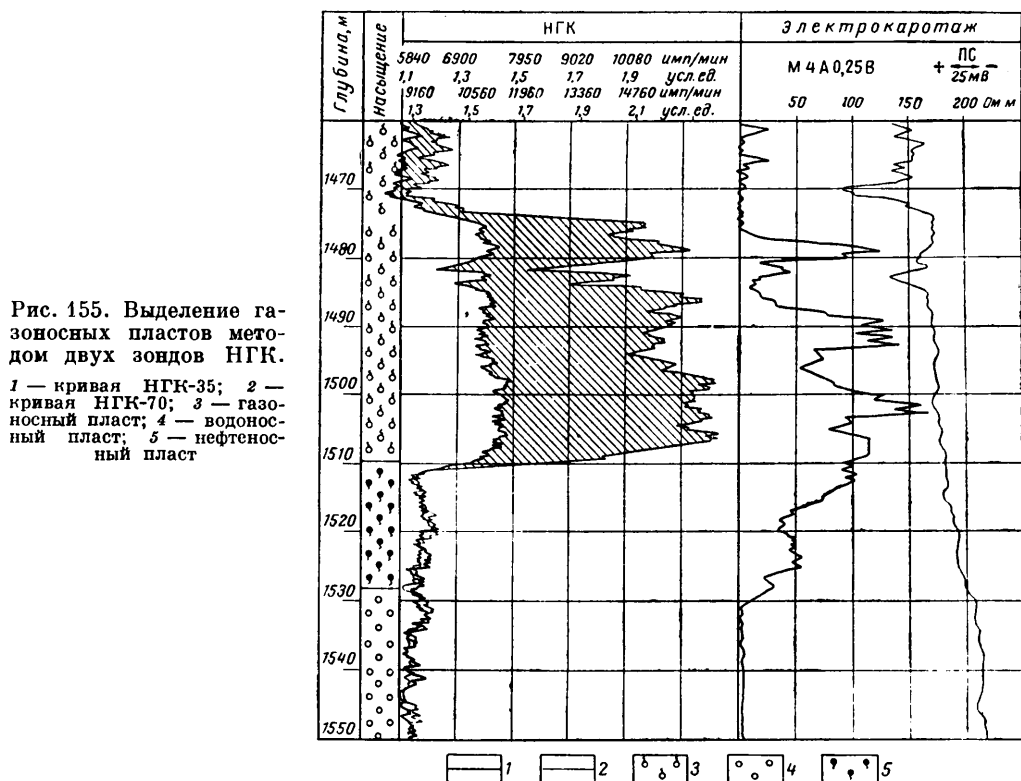


Рис. 154. Пример выделения газоносной части пласта по комплексу геофизических наблюдений.

1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — песчанник глинистый; 4 — песчанник газонасыщенный; 5 — граница газ — вода

в скважинах, обсаженных колонной, после истечения времени, достаточного для установления в пласте естественного режима распределения флюида.

В карбонатных коллекторах разделить газоносную и водоносную (нефте-носную) части пласта по кривой НГК трудно. Это объясняется относительно меньшей пористостью карбонатных пород по сравнению с терригенными, а следовательно, и меньшим различием в водородсодержании водоносной (нефтеносной) части пласта сравнительно с ее газоносной частью.



Наличие проникновения раствора в пласт во всех случаях препятствует выделению газоносной части пласта по кривым НГК. При этом на показаниях НГК влияние оказывает не газонасыщенная часть пласта, а зона, пропитанная фильтратом бурового раствора.

§ 31. ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Для изучения трещинных и кавернозных коллекторов широко используется комплексная интерпретация геофизических данных: электрических, радиометрических и акустических.

В трещиноватых породах относительное сопротивление меньше, чем в породах с такой же по величине межзерновой пористостью; трещины при прочих равных условиях обладают большей электропроводностью, чем межзерновое пространство [см. формулу (43)]. Поэтому пористость, определенная для тре-

щиноватых пород по относительному сопротивлению обычным способом (32), окажется завышенной.

Кавернозные породы, пористость которых в значительной мере определяется кавернами, мало влияющими на общую электропроводность всей породы, имеют относительное сопротивление большее, чем порода с такой же по объему межзерновой пористостью. Следовательно, в кавернозных породах значение пористости, определенное по относительному сопротивлению, будет ниже фактического. В то же время на результаты определения пористости по нейтронному и гамма-гамма-каротажу тип коллектора (гранулярный, кавернозный, трещинный) не оказывает влияния, и получаемые этим методом значения пористости соответствуют суммарной (общей) пористости породы. На основании сопоставления значений пористости $k_{п. ос}$ и $k_{п. нк}$, определенных соответственно по относительному сопротивлению и нейтронному гамма-каротажу (или непосредственно величин относительного сопротивления P и интенсивности радиационного гамма-излучения $I_{n\gamma}$, получаемого при НГК) [24], удастся определить тип коллектора и в ряде случаев разделить трещиноватые и кавернозные породы.

Для пород с различным характером порового пространства можно предположить следующие соотношения: 1) кавернозная порода — $k_{п. ос}$ существенно меньше $k_{п. нк}$; 2) трещиноватая порода — $k_{п. ос}$ значительно больше $k_{п. нк}$.

Если $k_{п. ос}$ и $k_{п. нк}$ мало различаются, можно предположить, что порода обладает межзерновой пористостью или относится к типу смешанных коллекторов, когда повышение значения $k_{п. ос}$ за счет наличия трещин компенсируется снижением этой величины за счет кавернозности.

Дополнительные данные о типе коллектора можно получить при наличии диаграмм акустического каротажа (чувствительного в основном к межзерновой пористости). Если нет литологических изменений, которые могли бы затруднить интерпретацию сравнением величин пористости, полученных, с одной стороны, при помощи акустического каротажа, а с другой — при помощи НГК и ГГК, можно получить сведения о кавернозности коллектора.

Разница в показаниях пористости, определенной по НГК, ГГК и акустического каротажа, соответствует ориентировочно кавернозной пористости.

При использовании геофизических данных для оценки типа коллекторов и их пористости необходимо учитывать литологию пород, характер заполнителя пор (флюид) и наличие глинистого материала.

В современной практике из геофизических методов изучения трещинно-кавернозных коллекторов наиболее распространенными являются комплексный метод и метод двух растворов.

Комплексный метод сопротивления и нейтронного гамма-каротажа (БКЗ — НГК)

Комплексный метод, предложенный А. М. Нечаем, сводится к сопоставлению данных каротажа сопротивления (БКЗ или бокового каротажа) и нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Метод основан на определении общей пористости $k_{п. общ}$ по НГК ($I_{n\gamma}$), (блоковой) межзерновой $k_{пм}$ по относительному сопротивлению P и расчете вторичной пористости $k_{п. вт}$ как разности величин $k_{п. общ}$ и $k_{пм}$. Более точно вторичная пористость определяется из выражения

$$k_{п. вт} = (k_{п. общ} - k_{пм}) / (1 - k_{пм}), \quad (189)$$

где $k_{п.общ}$ — суммарный объем всех пустот (трещин, каверн, межзерновых пор); $k_{п.м}$ — объем межзерновых пор; $k_{п.вт}$ — объем всех пустот вторичного происхождения (трещин, каверн и пр.), по отношению к объему породы.

Обработка величин P и $I_{н\gamma}$ в комплексном методе проводится графически. Для этого по результатам интерпретации геофизических измерений в каждой скважине на полулогарифмическом бланке строят три вида кривых (рис. 156).

1. Кривая зависимости $P_m = f(I_{н\gamma})$ для плотных (нетрещиноватых) пород с межзерновой пористостью.

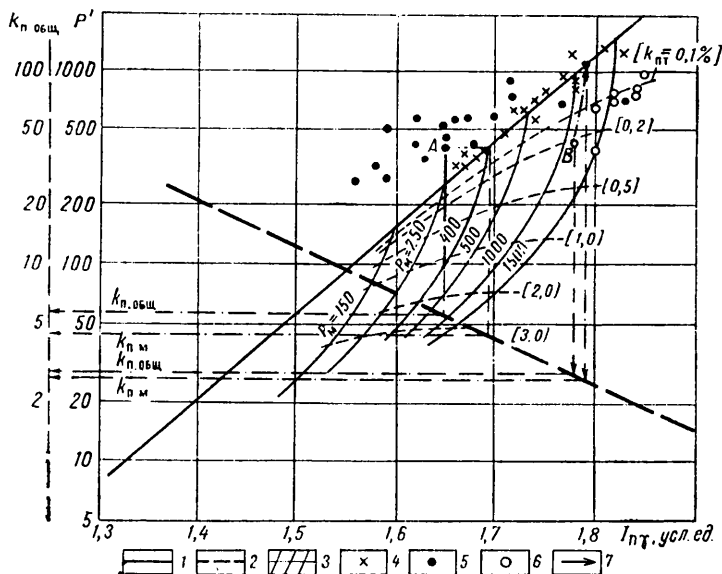


Рис. 156. Зависимости P' и $k_{п.общ}$ от $I_{н\gamma}$.

1 — зависимости $P_m = f(I_{н\gamma})$ для плотных пород; 2 — зависимости $k_{п.общ} = f(I_{н\gamma})$; 3 — зависимости $P' = f(I_{н\gamma})$ для водоносных трещиноватых пород; 4 — точки, соответствующие плотным породам; 5 — точки, соответствующие пластам, вторичная пористость которых заполнена нефтью, газом, пресным фильтратом, а также пластам с кавернозной пористостью; 6 — точки, соответствующие трещиноватым пластам, содержащим высокоминерализованную воду; 7 — ход решения задачи для оценки $k_{п.общ}$ и $k_{п.м}$ для пластов типа А и В

На полулогарифмическом бланке наносят точки $P' = f(I_{н\gamma})$. Здесь $I_{н\gamma}$ — значения радиационного гамма-излучения, отсчитанные по кривой НГК и приведенные к среднему фактическому диаметру скважины; P' — условное относительное сопротивление, которое равно отношению удельного сопротивления пласта $\rho_{пт}$, определенного по каротажу, к удельному сопротивлению пластовой воды $\rho_в$ вне зависимости от характера насыщенности породы нефтью или водой и строения порового пространства (гранулярный, трещинный, смешанный тип коллектора):

$$P' = \rho_{пт} / \rho_в. \quad (190)$$

Зависимость $P_m = f(I_{н\gamma})$ на полулогарифмическом бланке в пределах двух опорных точек изображается фактически прямой линией. Верхняя опорная точка соответствует плотным породам, которые характеризуются высокими сопротивлениями и значением $I_{н\gamma}$, отсутствием проникновения в них фильтрата

бурового раствора. Наиболее надежно плотный интервал выбирается по отсутствию притока в результате опробования.

Положение нижней опорной точки определяется условно координатами $P'_m \approx 2$ и $I_{n\gamma} = 1$ усл. ед. (При наличии в разрезе характерных и выдержанных по площади глинистых пластов положение нижней опорной точки определяется величинами $I_{n\gamma}$ и P' против такого пласта ¹).

О характере пластов-коллекторов судят по расположению точек $P' = f(I_{n\gamma})$ относительно линии плотных пород $P_m = f(I_{n\gamma})$.

Для трещинно-кавернозных пород, в которых вторичные поры содержат нефть и газ или заполнены пресным фильтратом бурового раствора, а также для чисто кавернозных пород, независимо от характера жидкости, заполняющей каверны, точки располагаются левее и выше линии плотных пород. Это вызвано тем, что удельное сопротивление указанных пород мало отличается от удельного сопротивления блоковой (нетрещиноватой) части породы. В то же время увеличение общей пористости за счет наличия вторичной влечет за собой снижение показаний $I_{n\gamma}$.

Для трещиноватых пород, содержащих высокоинтерализованную 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 P' и $I_{n\gamma}$ зависит от структуры порового пространства и сопротивления жидкости, насыщающей пустоты, и в общем случае носит сложный характер.

2. Кривая зависимости $k_{п. общ} = f(I_{n\gamma})$. Эта кривая строится на основании установленной связи $P_m = f(k_{пм})$, обычно известной для каждого района, составленной по данным керновых определений и величин P_m (рис. 157) с использованием кривой $P_m = f(I_{n\gamma})$ (см. рис. 156). Кривая $k_{п. общ} = f(I_{n\gamma})$ близка к прямой линии.

3. Семейство кривых зависимости $P' = f(I_{n\gamma})$ для водоносных трещиноватых пластов при различных значениях относительного сопротивления блоков P_m .

В табл. 9 приведен пример расчета кривой $P' = f(I_{n\gamma})$ для трещиноватых водоносных пород при относительном сопротивлении нетрещиноватого блока $P_m = 1000$ и межзерновой пористости $k_{пм} = 2,8\%$.

Заполнение граф таблицы производится следующим образом: а) $k_{пт}$ — коэффициент трещинной пористости; которым задаются; б) $k_{п. общ}$ — суммарный объем трещин и межзерновой пористости

$$k_{п. общ} = k_{пт} + k_{пм}$$

или точнее

$$k_{п. общ} = k_{пм}(1 - k_{пт}) + k_{пт}; \quad (191)$$

в) P' — относительное сопротивление трещиноватых водоносных пород, рассчитываемое при заданных $k_{пт}$ и P_m по следующей формуле [24]

$$\frac{1}{P'} = \frac{2}{3} \frac{\rho_n}{\rho_{ж}} k_{пт} + \frac{1}{P_m}, \quad (192)$$

где $\rho_{ж}$ — удельное сопротивление жидкости, заполняющей трещины;

¹ Величина P' в глинистом пласте определяется по его суммарному водородосодержанию, которое составляет 30—40%.

г) $I_{пг}$ определяется по кривой $I_{пг} = f(k_{п. общ})$ (см. рис. 156) в соответствии с выбранным значением $k_{пт}$ и вычисленным $k_{п. общ}$.

Точно таким же образом ведутся расчеты для других значений относительного сопротивления плотных пород (P_m и $k_{пм}$).

Полученный комплекс кривых $P' = f(I_{пг})$ при $P_m = \text{const}$, $I_{пг} = f(k_{п. общ})$ и $P_m = f(I_{пг})$ является исходным для количественных определений общей и вторичной пористости.

Рассмотрим способы оценки вторичной пористости на конкретном примере.

Пласт А на рис. 156 характеризуется следующими значениями: $P' = 397$ и $I_{пг} = 1,65$ усл. ед.

Т а б л и ц а 9

$k_{пт}$	$k_{п. общ}$	P'	$I_{пг}$
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

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. Используя зависимость $I_{пг} = f(k_{п. общ})$, определяем соответственно общую $k_{п. общ}$ и межзерновую $k_{пм}$ пористости. В нашем примере $k_{п. общ} = 5,60\%$ и $k_{пм} = 4,45\%$. При этом $k_{п. вт} = (5,60 - 4,45) : (100 - 4,45) \cdot 100 = 1,2\%$.

Водоносный трещиноватый пласт В (см. рис. 156), которому соответствует $P' = 413$ и $I_{пг} = 1,78$ усл. ед. По значению $I_{пг}$ при помощи кривой $I_{пг} = f(k_{п. общ})$ находим общую пористость, равную 2,8%.

Проектируем точку В параллельно кривым $P_m = 1000$ и 1500 на линию $P_m = f(I_{пг})$ и, спускаясь по вертикали, находим значение $I_{пг}$ и соответствующее ему значение $k_{пм} = 2,55\%$.

Следовательно, $k_{пт} = (2,8 - 2,55) : (100 - 2,55) \cdot 100 = 0,257\%$.

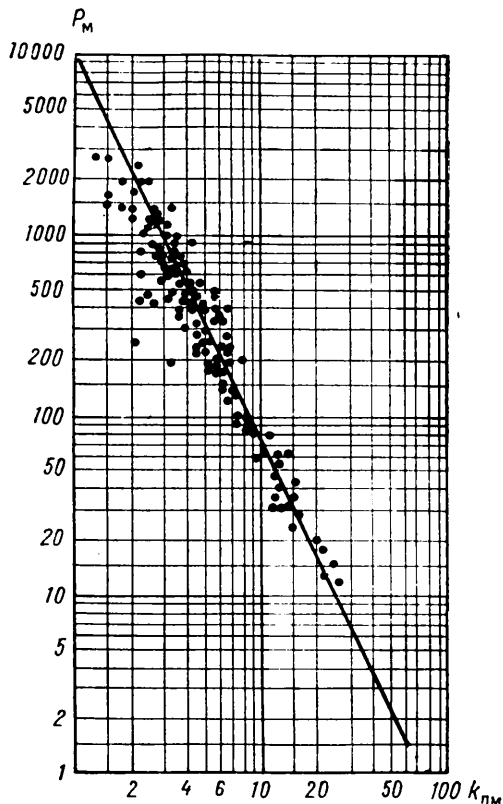


Рис. 157. Зависимости относительного сопротивления плотной породы P_m от межзерновой пористости $k_{пм}$ для верхнемеловых отложений.

P_m определялось по БКЗ, $k_{пм}$ по данным анализов кернов в лаборатории

Изображение результатов обработки измерений комплексным методом для оценки общей и вторичной пористости дано на рис. 158.

Комплексный метод имеет достаточное физическое и теоретическое обоснование и в определенных условиях может быть использован для оценки коллекторских свойств трещиновато-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; относительно невысокая минерализация пластовых вод и их слабое изменение по площади и разрезу.

Оптимальные условия применения комплексного метода соответствуют заполнению трещин слабо проводящей жидкостью (нефтью, фильтратом пресного раствора). В случае насыщения трещин высокоминерализованной водой метод позволяет оценить лишь трещинную пористость.

Математический анализ погрешностей в оценке вторичной пористости комплексным методом дал возможность установить, что в единичных определениях могут быть допущены существенные ошибки, особенно значительные при величинах $k_{п. вт}$ до 0,5% (наибольшее влияние на точность определения вторичной пористости оказывают ошибки в определении $I_{пг}$). Однако, учитывая, что ошибки исходных параметров носят случайный характер, при расчете средних

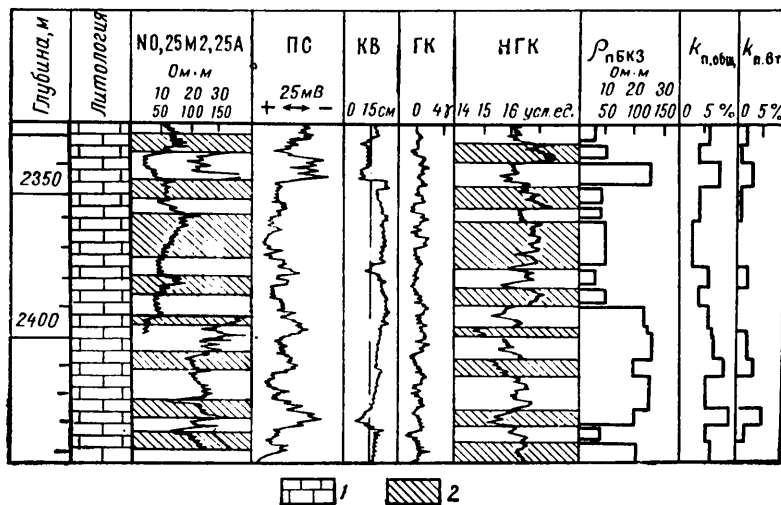


Рис. 158. Пример обработки комплекса геофизических измерений для оценки общей и вторичной пористости.

1 — известилки; 2 — пласты, выделенные и обработанные по БКЗ

значений вторичной пористости по большому числу интервалов получаются удовлетворительные результаты. Поэтому данная 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 пресного раствора в трещины таких пластов решить эту задачу комплексным методом не представляется возможным.

Комплексный метод нашел широкое применение для изучения трещиновато-кавернозных и карбонатных пород верхнемеловых отложений Северо-Восточного Предкавказья.

Эффективная нефтенасыщенная емкость карбонатных коллекторов этих отложений определяется вторичной пористостью.

Вторичная пористость изменяется от 0,25 до 1,05%, трещинная — от 0,05 до 0,3%, межзерновая — от 3 до 7%. В формировании емкости данного коллектора преобладающее значение приобретает кавернозная пористость, а трещиноватость обеспечивает фильтрационные свойства пласта.

Для оценки вторичной пористости пользуются также разностью между значениями пористости, полученной по нейтронному гамма-каротажу и по керну. Для этого по данным НГК определяют общую пористость $k_{п. общ}$, а по керну — межзерповую $k_{пм}$. При этом руководствуются тем, что при бурении обычно отбираются лишь керны плотных пород, не содержащих вторичных пустот (трещиновато-кавернозные породы, как правило, при бурении разрушаются и на поверхность не вносятся).

Метод двух растворов

Метод двух растворов, предложенный А. М. Нечаем, дает возможность выделять в разрезе трещиноватые зоны и проводить количественную оценку трещинной пористости $k_{пт}$.

Буровой раствор и его фильтрат или вода, если бурение ведется с применением воды, наиболее легко проникают в трещины пласта.

При методе двух растворов в скважине повторно (с двумя различными буровыми растворами) определяют удельное сопротивление пластов, прилегающих к скважине, при помощи бокового каротажа или бокового каротажного зондирования. Более точные результаты могут быть получены боковым каротажем, так как породы, к которым относятся трещинные и кавернозные коллекторы, как правило, обладают более высоким сопротивлением. Интенсивность изменения удельного сопротивления зависит от типа коллекторов. Наибольшее изменение удельного сопротивления наблюдается против трещиноватых пород. При бурении на высокоминерализованном растворе или воде трещинные коллекторы выделяются по заниженным значениям удельных сопротивлений сравнительно с удельным сопротивлением нетрещиноватых пород такой же общей пористости (43). Против плотных малопроницаемых пластов удельное сопротивление пород практически сохраняется неизменным.

На основании двух замеров определяют удельное сопротивление породы ρ_1 , трещины которой заполнены фильтратом раствора с удельным сопротивлением $\rho_{ф1}$, и удельное сопротивление породы ρ_2 , трещины которой заполнены фильтратом бурового раствора $\rho_{ф2}$. По указанным величинам, используя выражение (43'), легко можно получить соотношения для оценки коэффициента трещиноватости $k_{пт}$ и сопротивления нетрещиноватой части пласта ρ_m [24]:

$$k_{пт} = 1,5 \rho_{ф2} \rho_{ф1} (\rho_2 - \rho_1) / \rho_2 \rho_1 (\rho_{ф2} - \rho_{ф1}); \quad (193)$$

$$\rho_m = \rho_2 \rho_1 (\rho_{ф2} - \rho_{ф1}) / (\rho_1 \rho_{ф2} - \rho_2 \rho_{ф1}).$$

Для надежного выделения в разрезе трещиноватых и кавернозных пород необходимо, чтобы удельные сопротивления растворов значительно различались между собой (в 3—5 раз).

С уменьшением сопротивления фильтрата отношение ρ_1/ρ_2 растет, причем тем больше, чем ниже сопротивление $\rho_{ф2}$ и выше сопротивление нетрещиноватой части пород ρ_m и коэффициент трещинной пористости $k_{пт}$. Наиболее эффективна замена пресного раствора соленым.

На рис. 159 приводится пример интерпретации диаграмм бокового каротажа, зарегистрированных в разное время при различных удельных сопротивлениях бурового раствора.

Карбонатная толща в интервале 1920—1950 м характеризуется чередованием плотных и трещиноватых пород. Плотным пластам соответствуют примерно одинаковые величины сопротивлений при различных сопротивлениях

бурового раствора. Для проницаемых пластов в связи с проникновением фильтра раствора в трещины характерно изменение удельных сопротивлений при различных значениях сопротивления фильтра.

Коэффициент трещиноватости проницаемых интервалов, рассчитанный по формуле (193), изменяется в пределах 0,33—1,55%.

Метод двух растворов имеет ряд достоинств, к числу которых в первую очередь относятся следующие: 1) возможность использования метода для пород с широким диапазоном изменения литологии, в том числе и для исследования глинистых трещиноватых пород; 2) более надежное выделение проницаемых пластов и оценка трещиновой пористости в разрезах, где применение метода НГК затруднено (большой диаметр скважины, большая толщина глинистой корки, повышенная глинистость пород).

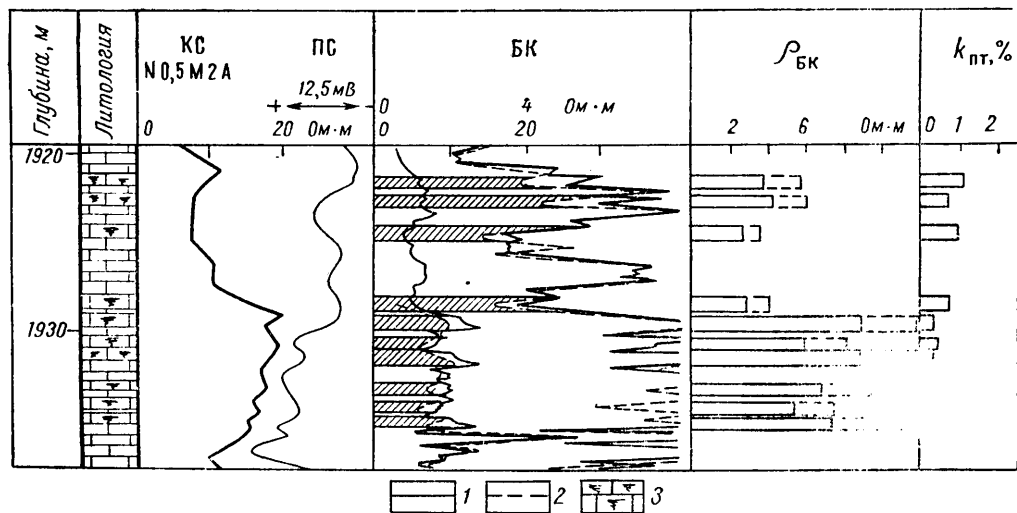


Рис. 159. Пример интерпретации диаграмм бокового каротажа по методу двух растворов. 1 — кривая бокового каротажа от 26/VIII 1967 г. ($\rho_p = 0,99 \text{ Ом} \cdot \text{м}$); 2 — кривая бокового каротажа от 8/IX 1967 г. ($\rho_p = 0,22 \text{ Ом} \cdot \text{м}$); 3 — трещиноватые известняки

К недостаткам метода двух растворов относятся: 1) необходимость выполнения трудоемких работ по приготовлению и смене растворов в скважине в процессе бурения; 2) трудности выполнения повторных измерений в скважинах с интенсивным поглощением, где смена раствора затруднена или невозможна; 3) снижение точности количественных определений из-за неразработанности метода учета проникновения фильтра в межзерновые поры и явления диффузии.

Опыт использования метода двух растворов в различных районах Советского Союза показал, что этот метод дает наиболее надежную информацию о наличии трещиноватых пород в разрезе скважин.

Более уверенные результаты о трещинных коллекторах могут быть получены при сочетании двух методов — метода двух растворов и комплексного метода.

Метод бокового и микробокового каротажа

Выделение в разрезе трещиноватых зон и оценка их трещинной пористости возможна на основании использования материалов бокового или микробокового каротажа.

Способ предназначен для исследования преимущественно трещиноватых пород, в которых наблюдается проникновение фильтрата раствора по трещинам. Искусственная трещиноватость пород, возникающая в процессе бурения под воздействием долота, сказывается на показаниях МБК в связи с малой глубиной метода и приводит к завышению показаний трещиноватости породы.

Ограничением применения метода МБК является также наличие в интервале исследований каверн или глинистой корки, толщина которой превышает 0,8 см.

Предполагается, что в литологически однородном интервале разреза с постоянной межзерновой (блоковой) пористостью ($k_{\text{пм}}$) и неизменным удельным сопротивлением $\rho_{\text{м}}$ дифференциация кривой сопротивления БК или МБК против пачки пропластков вызвана различием их трещиноватости. В связи с этим намечались определенные направления в обработке диаграмм бокового и микробокового каротажа для осуществления качественной и количественной интерпретации.

Качественная интерпретация заключается в расчленении разреза по характеру дифференцированности кривой сопротивлений на трещиноватые и плотные пласты.

При количественной интерпретации величина $\rho_{\text{м}}$ предполагается равной удельному сопротивлению плотной нетрещиноватой породы с межзерновой пористостью, отмечаемой боковым и микробоковым каротажом, высокими сопротивлениями и слабо дифференцированными кривыми. Интервал разреза скважины, охарактеризованной дифференцированной кривой сопротивления, представляется как серия пропластков с удельными сопротивлениями $\rho_{\text{м}}, \rho_{\text{т1}}, \rho_{\text{т2}}, \dots, \rho_{\text{тл}}$ и соответственно мощностями $h_0, h_1, h_2, \dots, h_n$ и трещиноватостями 0, $k_{\text{пт1}}, k_{\text{пт2}}, \dots, k_{\text{птл}}$. Средневзвешенное значение трещиноватости такого интервала равно

$$k_{\text{пт}} = \frac{k_{\text{пт1}}h_1 + k_{\text{пт2}}h_2 + \dots + k_{\text{птл}}h_n}{h_0 + h_1 + h_2 + \dots + h_n}. \quad (194)$$

С другой стороны, трещиноватость отдельных пропластков рассматриваемого интервала может быть на основании выражения (43'):

$$\begin{aligned} k_{\text{пт1}} &= A \frac{\rho_{\text{ф}} (\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{т1}})}{\rho_{\text{м}} \rho_{\text{т1}}}; \\ k_{\text{пт2}} &= A \frac{\rho_{\text{ф}} (\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{т2}})}{\rho_{\text{м}} \rho_{\text{т2}}}; \\ &\dots \dots \dots \\ k_{\text{птл}} &= A \frac{\rho_{\text{ф}} (\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{тл}})}{\rho_{\text{м}} \rho_{\text{тл}}}. \end{aligned} \quad (195)$$

Подставляя значения $k_{\text{пт1}}, k_{\text{пт2}}, \dots, k_{\text{птл}}$ из выражений (195) в уравнение (194), получим

$$k_{\text{пт}} = A \rho_{\text{ф}} \frac{\frac{\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{т1}}}{\rho_{\text{м}} \rho_{\text{т1}}} h_1 + \frac{\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{т2}}}{\rho_{\text{м}} \rho_{\text{т2}}} h_2 + \dots + \frac{\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{тл}}}{\rho_{\text{м}} \rho_{\text{тл}}} h_n}{h_0 + h_1 + h_2 + \dots + h_n}. \quad (196)$$

Для определения удельного сопротивления литологически однородного трещинного интервала воспользуемся выражением (43), тогда

$$\rho_{\text{т}} = A \frac{\rho_{\text{ф}} \rho_{\text{м}}}{k_{\text{пт}} \rho_{\text{м}} + A \rho_{\text{ф}}}. \quad (197)$$

Подставив значение $k_{пт1}$ из выражения (196) в (197), получим

$$\rho_r = \frac{h_0 + h_1 + h_2 + \dots + h_n}{\frac{h_0}{\rho_m} + \frac{h_1}{\rho_{r1}} + \frac{h_2}{\rho_{r2}} + \dots + \frac{h_n}{\rho_{rn}}} \quad (198)$$

Величина ρ_r является средним гармоническим сопротивлением и в дальнейшем будет обозначаться ρ_g ; $h_0, h_1, \dots, h_n$ и $\rho_m, \rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ — соответственно мощности и удельные сопротивления группы пропластков литологически однородного участка, обладающих различной трещиноватостью.

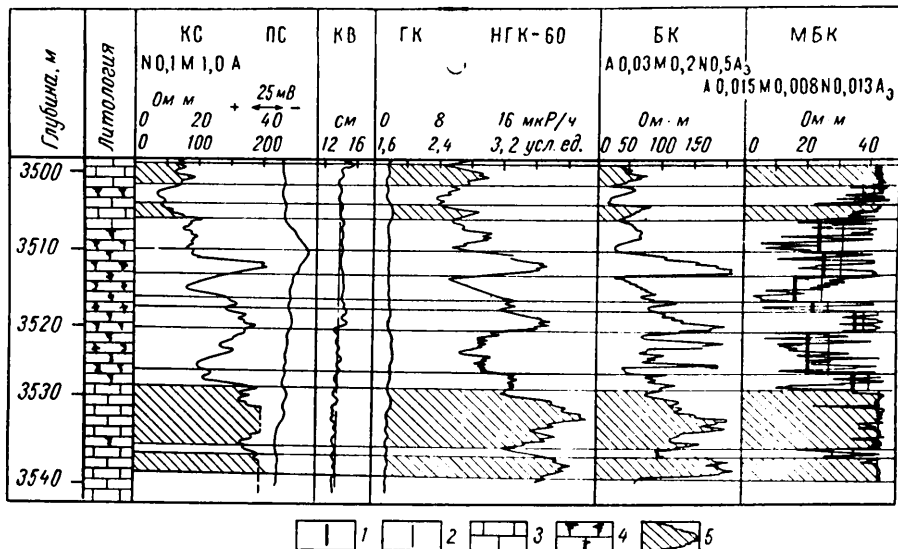


Рис. 160. Пример обработки материалов микробокового каротажа.

1 — гармоническое среднее сопротивление исследуемого интервала; 2 — максимальное значение КС по кривой МБК; 3 — известняк; 4 — известняк трещиноватый; 5 — пронизываемые интервалы

На рис. 160 приведен пример выделения трещиноватых пород по кривой микробокового каротажа.

Для количественной оценки трещиноватости по кривой МБК была использована формула (43'), согласно которой

$$k_{пт} = 1,5\rho_f(\rho'_m - \rho_g)/\rho'_m\rho_g. \quad (199)$$

Среднее гармоническое сопротивление ρ_g с достаточной для практических целей точностью может быть определено визуально, как это показано на рис. 160.

Глава IX

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

В результате проведенных за последнее десятилетие в СССР работ по использованию ЭВМ для интерпретации данных промысловой геофизики, а также изучения зарубежного опыта установлено, что машинная интерпретация является важным фактором повышения эффективности геофизических исследований.

Недостаточная эффективность ручной интерпретации геологической и геофизической информации обусловлена рядом причин, связанных с необходи-

мостью сложной обработки большого количества информации, необходимостью выдачи заключений в сжатые сроки, частым отсутствием достаточного числа квалифицированных работников, субъективностью выполнения отдельных этапов интерпретации.

Основной экономической выигрыш, ожидаемый от автоматизации обработки каротажных диаграмм, связан не с сокращением расходов на интерпретацию, а с повышением геологической эффективности получаемой информации, что в конечном счете сводится к сокращению расходов на бурение и эксплуатацию месторождений.

Автоматическая обработка геофизических данных заключается в автоматизации всех основных этапов интерпретации промыслово-геофизических материалов. В настоящее время работы ведутся в следующих направлениях: 1) решение принципиальных теоретических вопросов автоматической обработки каротажных диаграмм; 2) разработка алгоритмов и программ автоматической обработки; 3) применение алгоритмов и программ, разработанных для других целей, к решению задач промысловой геофизики; 4) разработка специализированных устройств для фиксирования, преобразования, передачи и хранения промыслово-геофизической информации; 5) разработка информационно-вычислительных систем (комплекс технических устройств и программ, обеспечивающих максимальную автоматизацию интерпретации).

Наиболее часто при обработке промыслово-геофизических данных в настоящее время используются ЭВМ типа «Минск», БЭСМ или «Урал».

§ 32. ЭТАПЫ ПОДГОТОВКИ И РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НА ЭВМ

Определяющим моментом автоматизации обработки данных промысловой геофизики является разработка алгоритмов и составление программ для вычислительных машин. Ниже вкратце рассмотрим процесс алгоритмизации и программирования [12].

А л г о р и т м называется система формальных правил, четко и однозначно определяющих процесс осуществления заданной работы.

Каждый алгоритм применяется к некоторым объектам, называемым **исходными данными** или **исходной информацией**. Процесс применения алгоритма к исходной информации, называемый **алгоритмическим процессом**, сводится к переработке этой информации по некоторым правилам. Алгоритмический процесс распадается на ряд более или менее автономных этапов переработки информации. Каждый этап переводит информацию из одного состояния в другое, т. е. на каждом из этапов производится вычисление значений тех или иных величин или пересчет этих значений по тем или иным правилам. Таким образом, результат применения каждого из этапов алгоритмического процесса к некоторой информации является исходной информацией для другого этапа, служащего преемником первого. Первоначальная исходная информация, к которой применяется алгоритм, является исходной информацией для самого первого этапа данного алгоритма. Результаты, полученные на некоторых этапах, могут оказаться окончательными для применения данного алгоритма, и тогда преемниками таких этапов будут этапы, которые каким-либо образом извлекают полученные результаты и прекращают дальнейшую переработку информации; у этих этапов преемников уже не будет. Некоторые этапы алгоритмического процесса могут повторяться циклически. Поэтому наличие в алгоритме конечного числа этапов, на каждом из которых производится конечное число элементарных актов переработки

информации, вовсе не означает, что сам процесс вычислений будет конечным. При этом возможны следующие случаи.

1. Процесс прекращается из-за того, что преемником какого-либо этапа оказался этап, извлекающий окончательные результаты и прекращающий дальнейшее протекание алгоритмического процесса.

2. Процесс протекает бесконечно; каждый его этап переводит информацию в новое состояние, а этапы, извлекающие окончательные результаты и прекращающие протекание алгоритмического процесса, не оказываются преемниками каких-либо других этапов.

3. Процесс прекращается безрезультатно из-за того, что на каком-либо этапе были получены данные, к которым неприменимы правила переработки, заданные в алгоритме.

Наибольший интерес представляет первый случай алгоритмического процесса, когда каждый из его этапов повторяется конечное число раз и процесс заканчивается выдачей искомого результата. Информацию об алгоритме решения задачи, т. е. о той последовательности действий, которую должна выполнить машина, содержит, как известно, программа. Программа является описанием алгоритма решения задачи на языке машины. Действительно, каждая команда программы представляет собой описание некоторого этапа вычислений, полностью определяющее как содержание этого этапа, так и его преемника. Описание алгоритма в виде программы дается настолько подробным, что каждый этап содержит только одну операцию, являющуюся для машины элементарной, т. е. непосредственное выполнение предусмотрено в самой конструкции машины.

Большинство задач, подлежащих решению, отображаются в их общей математической (или даже физической) постановке. Поэтому для каждой новой задачи обычно приходится заново планировать ту последовательность операций, которая реализовала бы выбранный численный метод решения, так что сущностью программирования является именно алгоритмизация вычислительного процесса.

После того как алгоритм выбран, его нужно по существу только записать в форме, понятной машине. Сам процесс алгоритмизации заключается в выделении предлагаемых этапов вычислительного процесса, записи в той или иной форме содержания каждого из этапов и установлении порядка их выполнения. Затем производится проверка соответствия выбранного алгоритма реализации данного численного метода. Процесс алгоритмизации обычно ведется методом проб и ошибок: если при проверке составленного варианта алгоритма обнаруживается, что он ошибочен, то ищутся пути устранения допущенных ошибок и в алгоритм вносятся соответствующие исправления и дополнения. Полученный вариант алгоритма снова проверяется до тех пор, пока не будет получен правильный алгоритм.

Вопрос о детальности описания алгоритма обычно решается постепенно: сначала выделяют только наиболее важные (с точки зрения структуры алгоритма) этапы с указанием их содержания в общей форме и устанавливаются наиболее существенные связи между ними. Для этого выделяются по возможности более крупные этапы с тем, чтобы можно было легко и в наглядной форме отразить общую структуру алгоритма, с последующей детализацией. Эта задача алгоритмизации вычислительного процесса заключается не только в том, чтобы выбрать правильный алгоритм, но и в том, чтобы обеспечить по возможности наибольшую эффективность использования машины (например, сведение к минимуму затрат машинного времени на решение задачи). Поэтому часто составляют несколько различных алгоритмов, чтобы выбрать правильный.

Таким образом, сам процесс программирования может содержать ряд этапов, каждый из которых характеризуется степенью детализации алгоритма. Обычно различают два этапа программирования.

Первый этап состоит в выборе одного из известных алгоритмов, который может быть использован для решения поставленной задачи, или в создании нового алгоритма. На этом этапе заканчивается основная часть работы по алгоритмизации выбранного метода решения задачи. В данном случае могут быть использованы и промежуточные языки, отличные от языка машины. Эти языки, как правило, не требуют большой детализации алгоритма и позволяют сделать запись алгоритма весьма компактной и наглядной.

Второй этап программирования характеризуется использованием языка конкретной машины для описания алгоритмов, в связи с чем его называют кодово-м. Задача второго этапа программирования заключается в расширении исходного алгоритма и последующей записи его на языке конкретной машины. Необходимость расширения (т. е. дальнейшей детализации) вызывается тем, что в промежуточном языке, используемом на первом этапе программирования, могут привлекаться операции, не входящие в набор элементарных операций машины. Кроме того, необходимость расширения исходного алгоритма диктуется рядом других особенностей.

Следует отметить, что алгоритмизация является одной из задач и второго этапа программирования. Разница по сравнению с первым этапом заключается главным образом в том, что во втором этапе алгоритм выбран и производится как бы локальная алгоритмизация; использование же языка машины для записи алгоритма не меняет сути дела.

Программа является общим результатом всех этапов, на каждом из которых могут быть допущены различного рода просчеты. Поэтому прежде чем начинать счет по вновь составленной программе, ее нужно отладить (этап отладки), т. е. выявить имеющиеся в программе ошибки и после их устранения доказать правильность программирования. Единственным способом доказательства является решение на машине некоторых вариантов задачи по составленной программе и сравнение полученных результатов с заранее известными (так называемый контрольный счет). Для этого используют вычисленные вручную реальные варианты задачи, которые называются тестами, т. е. эталонами для сравнения. Если решение реальных вариантов задачи требует много времени, то в качестве тестов иногда берут модельные варианты, которые требуют меньшего объема вычислений.

Отладка программы обычно начинается с отладки ее отдельных составных частей, которые реализуют более или менее самостоятельные частичные алгоритмы. После того как закончена автономная отладка отдельных частей программы, производится комплексная отладка, имеющая целью проверить правильность общей структуры программы. Завершающим этапом отладки программы является контрольный счет на машине реальных вариантов задачи, который позволяет убедиться в том, что программа правильно работает не только при искусственно подобранных, но и при реальных исходных данных и обеспечивает требуемую точность вычислений.

§ 33. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В ЦИФРОВУЮ ФОРМУ

Использование ЭВМ для интерпретации каротажных диаграмм требует решения проблемы, связанной с представлением результатов каротажа в цифровой форме. Для ввода промыслово-геофизических данных в вычислительную

машину необходимо перейти от аналоговой формы представления каротажных диаграмм к последовательности чисел, представляющей значение физической величины на различной глубине. Интервал между глубинами, на которых определяют значения физического параметра, называют шагом квантования и Δz . Он может быть постоянным (равномерная система квантования) или переменным (переменная система квантования).

При постоянном шаге квантования каротажная кривая заменяется последовательностью чисел: $a_1 a_2, \dots, a_i, a_{i+1}, \dots, a_n$.

В связи с тем, что расстояние Δz между точками, в которых отсчитывают значение физического параметра, постоянно, глубина z_i определяется порядковым номером числа.

При переменном шаге квантования данные каротажа представляют совокупность значений физического параметра a_i и глубины z_i . Последовательность чисел, изображающих каротажную кривую, будет иметь вид $a_1 z_1; a_2 z_2; \dots; a_i z_i; \dots; a_n z_n$.

Исходя из необходимости достаточно точного преобразования каротажной диаграммы формулируются требования к выбору шага квантования.

1. Построенная по численным значениям кривая должна хорошо воспроизводить исходную. В связи с этим отклонение построенной по точкам кривой от аппроксимируемой в любой точке должно быть меньше величины погрешности ее записи.

2. Должна быть обеспечена возможность определения глубины z_i каждого числа a_i с необходимой точностью.

3. Количество чисел последовательности должно быть возможно меньшим. Это необходимо для сокращения времени при вводе оцифрованных каротажных диаграмм в ЭВМ и при передаче по каналу связи.

4. Технические устройства, осуществляющие преобразование каротажных диаграмм в цифровую форму на скважине, должны быть достаточно простыми.

Равномерная система квантования. При равномерной системе квантования точность аппроксимации каротажной диаграммы последовательностью чисел определяется величиной шага квантования Δz . Чем меньше шаг квантования, тем выше точность воспроизведения каротажной кривой, однако при этом возрастает число величин, которые представляют преобразуемую кривую. Оптимальным будет наибольший шаг квантования, при котором отклонение ϵ_i воспроизведенной кривой не превышает допустимой погрешности геофизических измерений, равной, как известно, 5%.

Каротажную кривую можно рассматривать как непрерывную функцию того или иного геофизического параметра по глубине z скважины, т. е. как функцию вида $A = a(z)$, или при данной скорости каротажа v кривую можно рассматривать и как функцию времени. Так как эти функции являются непериодическими, они имеют сплошной спектр. Однако с определенной погрешностью каротажные кривые можно рассматривать как функции с ограниченным спектром, имеющим определенную частоту среза f_c . К таким функциям применима теорема Котельникова, которая свидетельствует, что функция с ограниченным спектром полностью определяется своими мгновенными значениями, отсчитанными через равные интервалы времени $\Delta t = 1/2f_c$.

Для случая $A = a(z)$ формула Котельникова имеет вид

$$A = \sum_{i=-\infty}^{+\infty} a_i \frac{\sin \frac{\pi}{\Delta z} (z - i \Delta z_c)}{\frac{\pi}{\Delta z} (z - \Delta z_c)}, \quad (200)$$

где $a_i = A(i\Delta z_c)$, $\Delta z = 1/2\eta_c$ — интервал между измерениями по глубине; $\eta_c = f_c/v$ — приведенная частота среза.

На основании анализа реальных каротажных кривых, исходя из допустимой погрешности при воспроизведении диаграммы 5 и 2,5%, установлены приведенные частоты среза и соответственно наибольшие допустимые интервалы Δz (шаг квантования), которые указаны в табл. 10.

Следовательно, чтобы от кривых электрического каротажа перейти к последовательности цифровых значений, следует взять шаг квантования 0,1—0,2 м.

При равномерной системе квантования глубина каждой точки оцифрованной кривой определяется формулой $z_i = z_1 \pm i\Delta z$, где i — порядковый номер; z_1 — глубина первой точки.

Для уменьшения величины погрешности определения глубины при цифровой записи числа разбивают на зоны; к зоне относят числа, соответствующие

Таблица 10

Зонд	Δz (5%), м	Δz (2,5%), м
Микрозонды	0,08	0,04
Зонды КС длиной, м:		
до 0,5	0,15	0,08
0,5—2	0,2	0,1
более 2	0,25	0,125

интервалу глубины l . В начале и конце каждой зоны подают сигнал «метка», не зависящий от системы синхронизации преобразования по глубине. В данном случае глубина числа z_i определяется формулой $z_i = z_1 \pm (j-1) \times l \pm i\Delta z$, где l — интервал глубин, соответствующий зоне; j — номер зоны; i — номер точки внутри зоны.

В общем при равномерной системе квантования с сигналами в начале и конце зоны можно добиться такой же

точности привязки результатов измерений, как и при обычном способе записи.

Переменная система квантования. Полученная при неравномерной системе квантования последовательность чисел сводится к следующему. Через постоянные интервалы глубин результат измерений преобразуют в цифровой код; полученное число и отнесение его к глубине фиксируют только в том случае, если число расходится с предполагаемым значением. Наиболее простой формой аппроксимации всякой функции является представление ее при помощи отрезков прямых линий, проведенных через значения функций, отстоящих друг от друга на разных расстояниях, т. е. линейная аппроксимация. Вид аппроксимирующей функции при преобразовании каротажной кривой в этом случае определяется следующим образом. В исходной точке i находится значение a_i физического параметра. На следующей точке вычисляется разность $\Delta a_i = a_i - a_{i+1}$. Предполагается, что в дальнейшем физический параметр будет изменяться по закону $a_{i+j} = a_i + j\Delta a_i$, где j — порядковый номер интервала, считая от точки i . Следующее значение параметра фиксируется лишь в точке k , в которой фактическое значение a_{i+k} отличается от предполагаемого на заданную величину $\epsilon < a_{i+k} - (a_i + k\Delta a_i)$. При этом отмечают число точек k .

В данном случае каротажная кривая представляется последовательностью чисел $a_1\Delta a_1k_1; a_2\Delta a_2k_2, \dots; a_i\Delta a_ik_i$. Глубина, соответствующая каждому числу и последовательности, будет равна $z_i = z \pm \Delta \sum_1^i (k_i + 1)$.

На рис. 161 показаны исходная кривая и кривые, построенные последовательности чисел, полученных в результате линейной аппроксимации с различной величиной погрешности ϵ .

Из сравнения результатов преобразования каротажных кривых различными способами следует, что при использовании неравномерной системы кван-

Величина геофизического параметра a_i и соответствующая ему глубина z_i определяются по формулам

$$a_i = n a_0^p a_i; \quad (201)$$

$$z_i = z_0 \pm \Delta i / N, \quad (202)$$

где n — масштаб параметра основной кривой; a_0 — коэффициент кратности масштабов; p — показатель степени (порядок) коэффициента кратности; N — масштаб кривой по глубине; z_0 — глубина первой точки; i — порядковый номер числа.

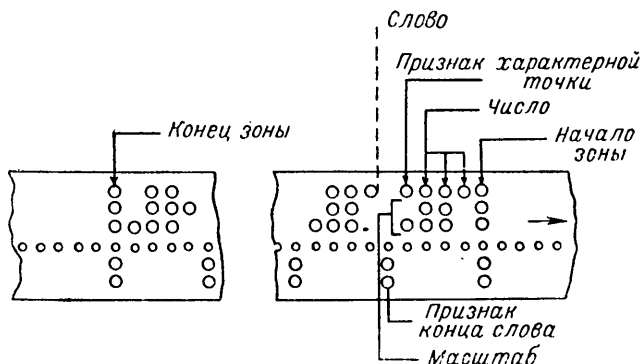


Рис. 162. Образец записи на перфоленте

Цифровые данные на перфоленте могут быть разделены на зоны при помощи отметок начала и конца ее (рис. 162). Преобразователь согласуется с ленточным или карточным перфоратором и позволяет кодировать данные для электронных цифровых вычислительных машин «Минск», БЭСМ и «Урал».

Принцип действия преобразователя

Блок-схема полуавтоматического преобразователя каротажных диаграмм показана на рис. 163. Протяжно-копировальный блок преобразователя ПКБ протягивает диаграмму с равномерной скоростью 1; 2; 4 и 8 м/ч. Скорость протяжки диаграммы устанавливают в зависимости от сложности кривой.

Оператор перемещает карандаш копира так, чтобы его острие все время смещалось с преобразуемой кривой, следовательно, смещение конца карандаша соответствует отклонению кривой от нулевой линии. Движение копира передается ротору вращающегося трансформатора BT , включенного в фазовращательном режиме. Поворот ротора вызывает сдвиг фазы напряжения U на выходе статорной обмотки трансформатора относительно опорного напряжения U_0 тока частотой 50 Гц, питающего роторную обмотку трансформатора. Фазовый сдвиг между этими напряжениями пропорционален величине отклонения карандаша копира от нулевой линии диаграммы.

Напряжения U_0 и U подаются на схемы выделения нуля CBH_1 и CBH_2 , где усиливаются, ограничиваются и дифференцируются, образуя стоп- и старт-импульсы, соответствующие моментам прохождения напряжений U_0 и U через ноль.

Цикл преобразования начинается с поступления синхронизирующего импульса «начало цикла» с блока синхронизации *БС*. Этот импульс очищает двончный электронный счетчик *СИ* и опрокидывает триггер T_1 , открывая ключ B_1 .

Поступающий старт-импульс действует на триггеры T_1 и T_2 . Триггер T_1 приходит в состояние, исключающее возможность прохождения следующих старт-импульсов. Триггер T_2 опрокидывается, открывая ключ B_2 ; при этом импульсы эталонного генератора *ГИ* частотой около 10 кГц начинают поступать на счетчик *СИ*, который считает их. При появлении стоп-импульса триггер T_2 опрокидывается, закрывая ключ B_2 , и счет импульсов прекращается.

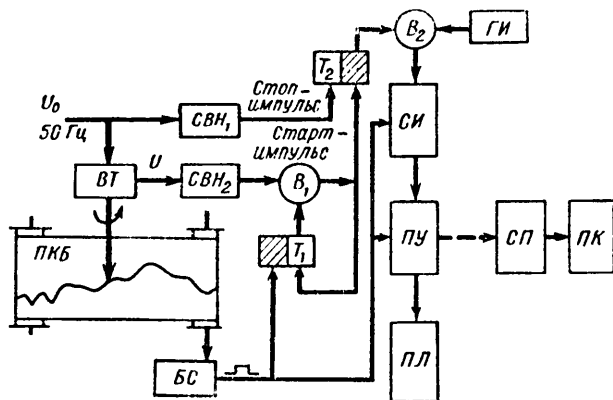


Рис. 163. Блок-схема преобразователя каротажных диаграмм

Так как время старт- и стоп-импульсов пропорционально сдвигу между напряжениями U_0 и U , то число на счетчике будет пропорционально величине отклонения карандаша копира от нулевой линии диаграммы. Показания электронного счетчика через программное устройство *ПУ* подаются на перфоратор *ПЛ*, где наносятся на ленту. Если результаты наносятся на перфокарту, карточный перфоратор *ПК* подключается к преобразователю через согласующую приставку *СП*.

В настоящее время в СССР проводятся работы по созданию автоматических преобразователей каротажных диаграмм для работы непосредственно на скважине.

§ 34. ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ОПЕРАТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖА

Под оперативной интерпретацией подразумевают выдачу заключений о наличии в разрезе пробуренной скважины пластов-коллекторов и характере их насыщения.

При использовании ЭВМ для оперативной интерпретации (наряду с обработкой, основывающейся на выделении границ пластов) возможна поточечная обработка каротажных диаграмм, сводящаяся к их трансформации в непрерывные кривые пористости, глинистости, нефтенасыщенности. В настоящее время одним из основных методов исследования скважин является метод БКЗ. При интерпретации результатов БКЗ разрез расчленяется на пласты, что

ограничивает применение поточечной обработки геофизических данных на всех этапах интерпретации.

Оперативную интерпретацию подразделяют на следующие операции: а) корректировка данных по глубине; б) выделение пластов и отбивка их границ в разрезе скважины; в) отсчет существенных значений геофизических параметров и внесение в них поправок; г) оценка удельного сопротивления бурового раствора; д) определение удельного сопротивления по данным БКЗ и другим методам сопротивлений; е) литологическое расчленение разреза скважины и выделение коллекторов; ж) определение пористости и глинистости пластов; з) оценка нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов.

В настоящее время разработаны алгоритмы и программы для реализации основных этапов обработки и оперативной интерпретации промыслово-геофизических данных [30], которые описываются ниже.

Корректировка глубин при автоматической интерпретации промыслово-геофизических данных

При автоматической интерпретации данных каротажа цифровые значения различных геофизических величин должны быть согласованы по глубине. Источником ошибок в определении глубины и смещения цифровых данных по глубине могут быть неточности синхронизации преобразований и промера каротажного кабеля.

При совместном измерении различных геофизических величин смещение их по глубине возникает главным образом из-за погрешностей при преобразовании. Количество чисел в зоне может оказаться больше или меньше числа N , равного

$$N = z_m / \Delta, \quad (203)$$

где z_m — расстояние между метками.

В этом случае согласование цифровых геофизических данных с глубинами производится при помощи программы, предусматривающей счет количества n_1 чисел в зонах. Если отношение $(n_1 - N)/N \leq \alpha$, то качество согласования геофизических данных по глубине считается удовлетворительным и обработка их продолжается. Величина α определяется техническими данными преобразователя.

Для увязки по глубине промыслово-геофизических данных, полученных в разное время ВНИИГеофизикой и Куйбышевским НИИНП, разработан способ взаимной корреляции. Он заключается в вычислении функции взаимной корреляции

$$R(\delta) = \frac{\sum_{i=0}^k a_{\delta+1} a'_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^k a_{\delta+i}^2 (a'_i)^2}} \quad (\delta = 0, 1, \dots, l) \quad (204)$$

для двух последовательностей чисел $a_1, a_2, \dots, a_l, a_n$ и $a'_1, a'_2, \dots, a'_l, a'_n$, представляющих кривые геофизических величин [6]. Одна из последовательностей сдвигается относительно другой каждый раз на величину шага квантования Δ по глубине до получения максимума функции взаимной корреляции. Величина $\delta = l$ одной последовательности чисел относительно другой в положении максимума функции взаимной корреляции соответствует величине смещения Δl кривых по глубине. Эта величина учитывается при определении глубины z_i .

Описанная программа пригодна для увязки по глубине кривых однородных геофизических параметров (кривых ПС, записанных в разное время, кривых КС, записанных градиент-зондами против пластов с $h > 40$ или $h < 40$ и т. п.).

Как следует из особенностей формы кривых отдельных видов каротажа, корректировка глубин на основе взаимной корреляции совокупности чисел, представляющих разнотипные виды исследований (ПС, КС, ГК, НГК и др.), может привести к значительным погрешностям и ухудшить результат. Опробование метода корректировки глубин на основе взаимной корреляции подтвердило этот вывод. Очевидно, что корректировка глубин, полученных по данным различных видов каротажа, должна производиться на основе сопоставления границ пластов, выделенных по этим данным. Исходя из этого, разработан следующий алгоритм увязки данных по глубине: а) выбирают одну из последовательностей чисел в качестве опорной; б) определяют границы пластов для опорной последовательности чисел и последовательностей чисел других геофизических величин; в) идентифицируют границы и определяют смещения между ними по глубине; г) корректируют глубины последовательностей чисел в соответствии с установленным смещением их относительно опорной последовательности.

Программа увязки глубин по указанному алгоритму составляется на основе программы выделения пластов и отбивки границ.

Отбивка границ пластов

Для отбивки границ пластов при помощи вычислительных машин разработано несколько программ. В основу их положены способы характерных точек и математической модели.

Отбивка границ пластов по способу характерных точек заключается в нахождении максимумов, минимумов и точек перегиба на каротажной кривой. Характерные точки находятся путем анализа разностей Δa_i геофизических величин в соседних точках.

Из всех выделенных характерных точек для отбивки границ пласта используют только те, которые удовлетворяют поставленным условиям. Такими условиями могут быть

$$a_{\max} - a_{\min} > c_1; \quad (205)$$

$$\max a_i > c_2, \quad i = k, \quad k+1, \dots, k+m; \quad (206)$$

$$z_{\max} - z_{\min} > c_3; \quad (207)$$

$$(a_{\max} - a_{\min}) / (a_{\max} + a_{\min}) > c_4. \quad (208)$$

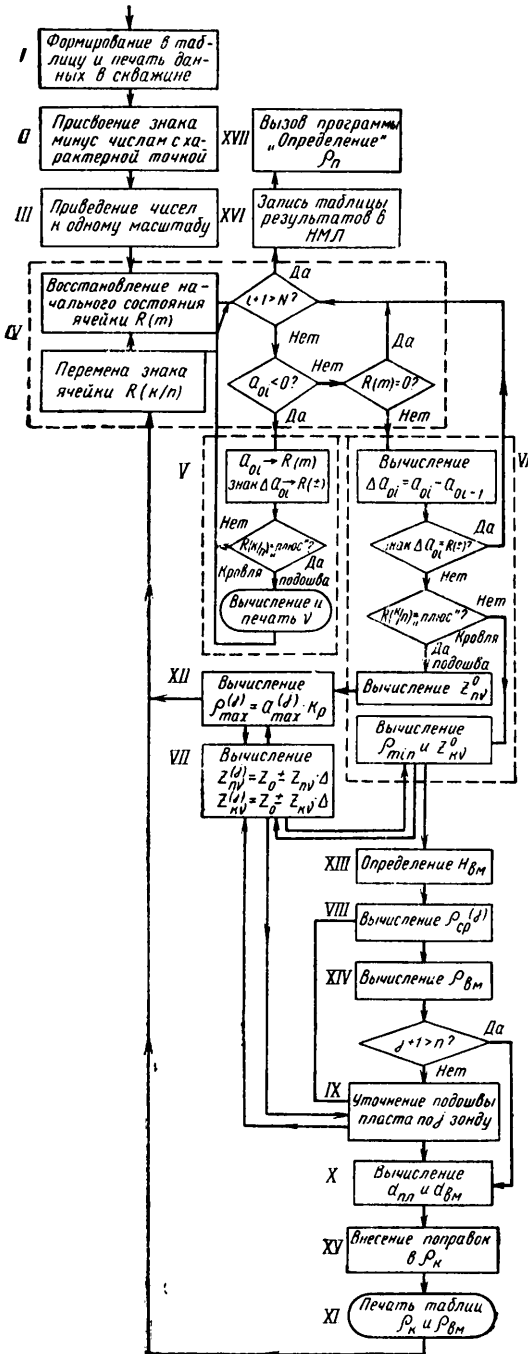
Величины $c_1 - c_4$ устанавливаются на основе обобщения опыта ручной обработки.

Программа отбивки границ пластов по способу характерных точек разработана во ВНИИГеофизике и УкрНИГРИ и подробно описана в работах [20, 22].

Способ отбивки границ пластов заключается в том, что вдоль исследуемого интервала перемещается модель границы пласта в виде ступеней различной конфигурации и вычисляется функция взаимной корреляции вида (204). Экстремальные точки вычисленной функции соответствуют границам пластов.

Номер пласта, глубина залегания его подошвы, мощность,

$R(m)$, $R(k/n)$ и $R(\pm)$ — ячейки для хранения соответственно признака характерной точки, признака подошвы (+), кровли (—) и знака разности Δa_{oi} (по Н. П. Сохранову)



$R(m)$, $R(k/n)$ и $R(\pm)$ — ячейки для хранения соответственно признака характерной точки, признака подошвы (+), кровли (—) и знака разности Δa_{oi} (по Н. П. Сохранову)

данные о скважине и отсчитанные значения КС запоминаются или перфорируются на перфоленту в порядке, необходимом для определения истинного сопротивления. Блок-схема программы полуавтоматической отбивки границ пластов приведена на рис. 164.

Чтобы полностью автоматизировать выделение пластов и отбивку их границ, для интерпретации БКЗ во ВНИИГеофизике разработан алгоритм и составлена программа, позволяющая отбивать границы пластов при помощи вычислительной машины без нанесения каких-либо меток на диаграмме. Отбивка границ пластов по этому алгоритму сводится к следующим операциям.

1. Выделение отдельных однородных пластов и прослоев по максимумам и минимумам на кривых КС, записанных градиент-зондами, и по перегибам кривых КС, полученных потенциал-зондом или зондами бокового и индукционного каротажа.

2. Объединение прослоев с близкими значениями удельного сопротивления в пласт согласно заданному критерию однородности

$$\lambda_k^2 < 1, \quad 1, \quad (209)$$

где λ_k — кажущийся коэффициент анизотропии прослоев.

Алгоритм опробован на кривых КС различных скважин. На его основе разрабатывается программа автоматической отбивки границ пластов по БКЗ.

Определение удельного сопротивления пластов

Для обработки данных разнотипных зондов был предложен универсальный метод [см. § 5], алгоритм которого сводится к следующему.

Значения КС для каждого зонда сопоставляются с данными двухслойной палетки и определяются величины ρ_n . Если полученные данные ρ_n одинаковы для всех зондов (расходятся в допустимых пределах), то результаты представляют искомое значение истинного сопротивления пласта. В противном случае дальнейшая интерпретация показаний зондов ведется по трехслойным палеткам по следующей схеме.

1. Значения удельного сопротивления, полученные для двухслойной среды по зондам с малым радиусом исследования, принимают за первое приближение сопротивления зоны проникновения.

2. По показаниям зондов с большим радиусом исследования для заданных значений D/d_c определяют условные истинные сопротивления, значения которых записывают в виде таблицы, строки таблицы соответствуют разным значениям отношений D/d_c .

3. Анализ таблицы приводит к выбору строки, для которой значения условных истинных сопротивлений наиболее близки между собой и являются приближенными значениями ρ_n .

4. Пользуясь первым приближением ρ_n и D/d_c , можно уточнить значение сопротивления зоны проникновения, продолжая интерпретационный процесс до тех пор, пока происходит уточнение результатов.

Для указанного алгоритма была разработана программа определения истинного сопротивления пластов на машине «Минск-22». Эта программа была проверена на материалах БКЗ различных районов. Блок-схема программы приведена на рис. 165. В программе используются оцифрованные палетки БКЗ и ЭКЗ. Данные, закладываемые в оперативное запоминающее устройство, приведены в табл. 11.

Результаты машинной отбивки пластов и определения их истинного сопротивления по скважине приведены на рис. 166 и в табл. 12.

Сопоставление результатов определения истинного сопротивления пластов по комплексу зондов обычного (градиент-зонда с $AO = 0,25$ и $0,45$ м), бокового (АБК-3) и индукционного (4ФО, 75) каротажа на ЭВМ и данных ручной интерпретации БКЗ приведено в табл. 13.

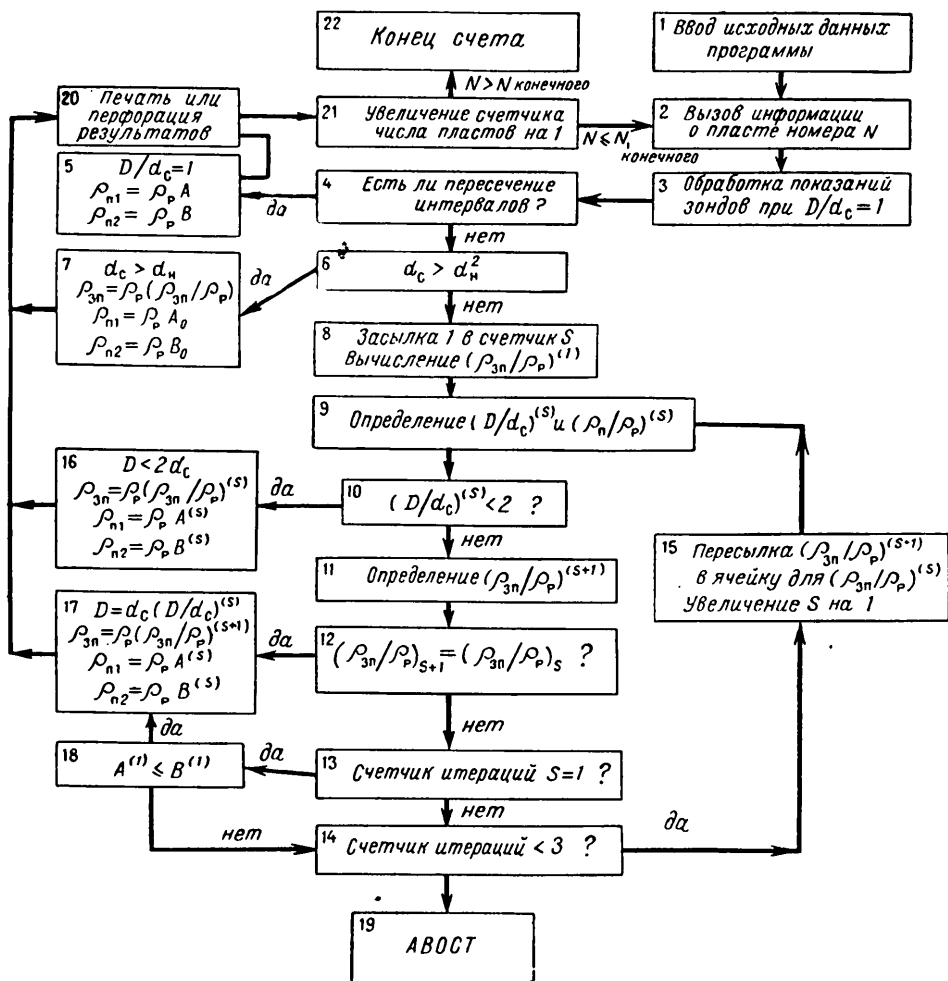


Рис. 165. Блок-схема программы определения удельного сопротивления пластов (по С. М. Зунделевич)

Как видно из приведенных примеров, результаты машинной и ручной интерпретации хорошо согласуются между собой.

Интерпретация данных БКЗ на ЭВМ для 42 пластов без подготовки исходных данных (отбивки границ пластов и отсчетов существенных значений КС) занимает 2 мин вместо 8—10 ч при ручной обработке.

Данные	Исходные данные	Число таблиц	Входные величины				Количество чисел в таблицах	Число комплектов таблиц
			для строки	рекомендуемые значения	для столбца	рекомендуемые значения		
Двухслойные палеточные (БКЗ) для пласта неограниченной мощности	ρ_k/ρ_p	1	L/d_c	1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 15; 20; 25; 30; 3; 40	ρ_n/ρ_p	0,4; 0,25; 0,5; 1; 2; 5; 10; 20; 100; 250; 500; 1000	$17 \times 13 = 221$	—
Двухслойные палеточные для пласта ограниченной мощности, градиент-зонд	$\rho_k/\rho_{\text{вм}}$	6 для $\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 0,5; 1; 2,5; 5; 10; 25;$	L/H	1,25; 1,5; 2; 4; 6; 8	$\rho_n/\rho_{\text{вм}}$	0,5; 1; 2,5; 10; 20; 50	210	—
Палетки $\rho_{3п}/\rho_p$ для определения $\rho_{3п}/\rho_p$ по показаниям малых градиент-зондов	ρ_k/ρ_p	13 для ρ_n/ρ_p , равному тому же отношению, что и для двухслойных кривых	D/d_c	2; 4; 8	$\rho_{3п}/\rho_p$	5; 10; 20; 40; 100	$3 \times 5 \times 13 = 195$	По числу малых зондов (обычно 2)
Трехслойные палеточные (БКЗ) для пластов неограниченной мощности для больших зондов	ρ_k/ρ_p	5 для $\rho_n/\rho_c = D/d_c = 5; 10; 20; 40; 100$	D/d_c	2; 4; 8	ρ_n/ρ_p	То же, что для двухслойных кривых	$3 \times 13 \times 5 = 195$	По числу больших зондов

Результаты интерпретации кривых сопротивления существенно зависят от точности определения удельного сопротивления ρ_p бурового раствора. Ввиду того, что существующие способы измерения удельного сопротивления бурового раствора не всегда обеспечивают надежность результатов, на практике при определении удельного сопротивления пластов контролируют

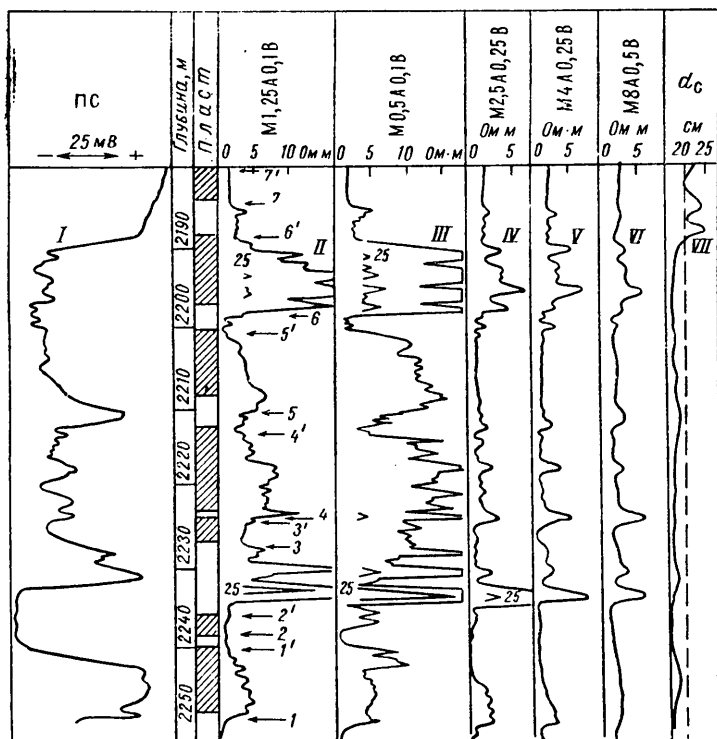


Рис. 166. Результаты обработки данных БКЗ на вычислительной машине

Таблица 12

Номер пласта	Глубина залегания подошвы, м	Мощность пласта, м	Данные машинной обработки			Данные ручной обработки			Примечание
			$\rho_{п1} - \rho_{п2}$	$\rho_{зп} / \rho_p$	D / d_c	ρ_p	$\rho_{зп} / \rho_p$	D / d_c	
1	2248,8	8,4	2,9—3,0	5,0	2	3,0	5,0	2	Большой разброс точек То же
2	2259,0	2,6	1,5	—	—	1,3	—	—	
3	2227,2	3,0	1,6—1,9	—	—	1,5	10,0	2	
4	2223,4	10,5	3,8—2,4	—	—	3,0	10,0	2	
5	2208,8	8,0	1,5—1,55	10,9	2	1,8	10,0	2	Увеличение диаметра
6	2197,4	8,6	4,6—4,1	9,6	4	4,2	10,0	4	
7	2184,6	5,0	2,0—1,9	—	—	1,8	—	—	

Номер пласта	Глубина застегивания кровли, м	Мощность пласта, м	Данные машинной обработки				Данные ручной обработки БКЗ		
			$\rho_{п1}$	$\rho_{п2}$	$\rho_{эл}/\rho_p$	D/d_c	$\rho_{п1}$	$\rho_{эл}/\rho_p$	D/d_c
1	1719,2	9,2	4,2	5,1	Двухслойная среда		4,5	Двухслойная среда	
2	1732,4	11,4	5,2	5,6	То же		5,0	То же	
3	1754,0	11,4	0,58	0,71	5,0	3	0,8	5,0	2
4	1777,6	8,8	0,75	0,92	12,0	4	0,8	10,0	2
5	1788,0	7,0	7,5	8,3	Двухслойная среда		8,0	Двухслойная среда	
6	1819,0	9,8	0,45	0,59	5,0	6	1,0	5,0	2

правильность определения удельного сопротивления бурового раствора и в случае необходимости уточняют его.

На основании анализа различных методов контроля сопротивления бурового раствора для алгоритма этой операции выбран итерационный способ, использующий показания двух малых градиент-зондов ($AO = 0,55$ м и $AO = 1,05$ м). Он сводится к следующему.

Взяв какое-либо приближенное значение удельного сопротивления $\rho_p^{(0)}$ бурового раствора, по показанию ρ_2 зонда большей длины и при помощи двухслойной палетки БКЗ определяют условное удельное сопротивление $\rho_{п1}^{(0)}$ пласта. Приписывая $\rho_{п1}^{(0)}$ за удельное сопротивление пласта, по показанию ρ_1 другого зонда (меньшей длины) при помощи двухслойной палетки находят следующее приближение удельного сопротивления ρ_1 бурового раствора.

Полученное значение $\rho_p^{(1)}$ уточняется повторным вычислением значения $\rho_{п1}^{(1)}$ по показанию ρ_2 , значению $\rho_p^{(1)}$ и величине $\rho_p^{(2)}$ по показанию ρ_1 и значению $\rho_{п1}^{(1)}$. Определение величины $\rho_p^{(s)}$ прекращают, как только расхождение между двумя последними приближениями $\rho_p^{(s-1)}$ и $\rho_p^{(s)}$ окажется меньше заданной величины ϵ . По полученным для различных пластов значениям определяют среднее значение и принимают его за удельное сопротивление ρ_p бурового раствора.

Для оценки ρ_p этим способом можно использовать пласты с $h > 2,5$ м, когда фактический диаметр скважины d_c мало отличается от номинального d_n ($d_c \leq 1,1d_n$) для случаев без проникновения и с проникновением фильтра раствора в пласт при условии $\rho_2 > \rho_1$. Программа определения ρ_p по двум зондам с малой глубиной исследования используется при автоматической обработке результатов БКЗ.

Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов

Для выполнения этого этапа интерпретации на вычислительных машинах [30] разработана программа, алгоритм которой заключается в следующем.

Диапазоны значений каждого геофизического параметра разделяют на интервалы малых, средних и больших значений двумя граничными величинами a_{j1} и a_{j2} , где j — порядковый номер геофизического параметра. Граничные значения вычисляют по формулам и уточняют в каждом районе, чтобы облегчить задачу расчленения разреза по литологическим свойствам.

Обозначая каждый интервал значений параметра двухразрядным кодом, например малые показания — 00, средние 01 и большие — 10, для коллекторов

и других литологических разномысленностей пород составляют таблицу комплексных кодов. Например, согласно двухразрядному коду коллектору соответствуют следующие показания: уменьшение диаметра скважины — 00, малые значения ПС — 00 и средние показания микрозондов — 01. Это изображается комплексным кодом 000001.

По цифровым данным, представляющим кривые ДС, ПС и МЗ, в каждой точке скважины по разработанной программе составляют комплексный код и сравнивают его с табличными кодами. При сравнении фактического кода с

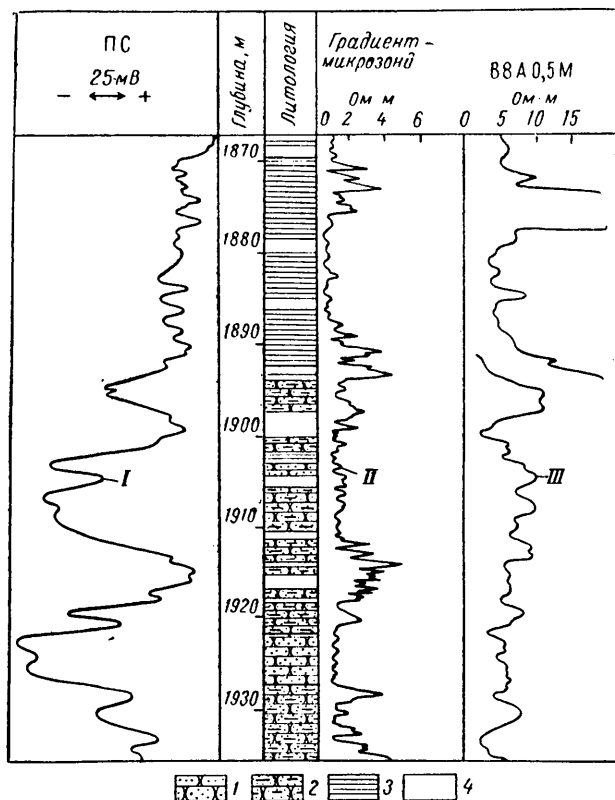


Рис. 167. Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов при помощи вычислительных машин.

1 — песчаник; 2 — глинистый песчаник; 3 — аргиллиты; 4 — неопределенный состав

одним из табличных выдается индекс коллектора или породы, соответствующий этому коду. Если фактический код не сравнивается с табличными, то выдается индекс неопределенности. Количество Q совпадений фактических кодов с табличными кодами одного и того же индекса определяет мощность $h = \Delta Q$ пласта, где Δ — шаг квантования кривых по глубине. Глубину залегания подошвы z_n пласта вычисляют по формуле (202).

Против выделенных коллекторов определяются значения удельных сопротивлений ρ_n и ρ_{zn} , величина относительной интенсивности гамма-излучения i_γ и запоминаются для оценки их нефтегазоносности в следующем этапе машинной интерпретации.

Разработанная программа обеспечивает обработку любого комплекса геофизических исследований, целесообразного для выделения коллекторов в данном районе.

Программа литологического расчленения разреза и выделения коллекторов опробована на промыслово-геофизических материалах многих районов (Туймазы, Магмышлак, Ухта, Баку и др.). В песчано-глинистых разрезах получены хорошие результаты (рис. 167).

В карбонатном разрезе удовлетворительно выделяются только коллекторы гранулярного строения.

Оценка нефтегазоносности пласта

Оценка нефтегазоносности коллекторов основана на том, что сопротивление нефтенасыщенного коллектора значительно выше его сопротивления при полном заполнении водой (см. § 30, 31).

Алгоритм нефтегазоносности коллекторов сводится к проверке выполнения различных допускаемых критериев нефтегазоносности в зависимости от имеющихся исходных данных.

1. Чистый коллектор с известным удельным сопротивлением его при 100%-ном водонасыщении нефтегазоносен при

$$\rho_n \geq 10\rho_{np}, \quad (210)$$

водоносен при

$$\rho_n \leq 4\rho_{np}. \quad (211)$$

2. Чистый коллектор с известной пористостью нефтегазоносен при

$$k_a = \sqrt{\rho_b/\rho_n k_n^2} \leq 0,3, \quad (212)$$

водоносен при

$$k_n = \sqrt{\rho_b/\rho_n k_n^2} > 0,5. \quad (213)$$

3. Чистый коллектор с известным значением удельного сопротивления $\rho_{зп}$ зоны проникновения нефтегазоносен при

$$\rho_{зп}\rho_b/\rho_n\rho_f < 0,18, \quad (214)$$

водоносен при

$$\rho_{зп}\rho_b/\rho_n\rho_f > 0,5. \quad (215)$$

4. Глинистый коллектор с рассеянным распределением глинистого материала нефтегазоносен при

$$\rho_n/\rho_{гг} \geq 1/C_{гг}, \quad (216)$$

водоносен при

$$\rho_n/5\rho_{гг} \leq 1/(0,45 - 1,2C_{гг}). \quad (217)$$

5. Глинистый коллектор со слоистым распределением глинистого материала нефтегазоносен при

$$\rho_n/\rho_{гг} \geq 1/C_{гг}, \quad (218)$$

водоносен при

$$\rho_n/\rho_{гг} < 1. \quad (219)$$

По описанному алгоритму во ВНИИГеофизике составлена программа оценки нефтегазоносности коллекторов на машинах БЭСМ-2М, «Минск-22».

Результаты интерпретации по этой программе приведены в табл. 14. Из нее видно, что полученные результаты хорошо согласуются с испытанием скважин.

Место- рождение	Номер скважины	Исходные данные, Ом·м					Результаты интерпретации на ЭВМ			Результаты опробования
		ρ_n	$\rho_{ап}$	$\rho_{гд}$	ρ_v	$C_{гд}$	по крите- риям нефтегазо- носности	по про- филям водонос- ности	окончательные	
Жетыбай	4	1,5	8,0	2,5	0,025	0,227	—	Да	Водоносный	Водоносный
»	15	7,0	9,5	3,0	0,018	0,346	Да	—	Нефтегазоносный	Нефтегазоносный
»	65	3,2	8,5	4,5	0,25	0,178	—	Да	Водоносный	Водоносный
Узень	23	40,0	22,0	1,7	0,03	0,259	Да	—	Нефтегазоносный	Нефтегазоносный
»	30	5,0	15,0	2,0	0,03	0,32	Да	—	»	Нефтепосный
»	50	1,4	6,5	3,5	0,03	0,32	—	Да	Водоносный	Водоносный
Калмас	2	8,5	9,5	3,0	0,22	0,33	Да	—	Нефтегазоносный	—
Кюров- даг	2	9,0	12,0	2,4	0,15	0,38	Да	—	»	—
	6	8,5	9,0	2,2	0,14	0,47	Да	—	»	—

Примечание. Прочерки означают, что характер насыщения пласта по данному критерию не определяется.

В Волго-Уральском филиале ВНИИГеофизики разработана система программ, осуществляющая поточечную обработку каротажных диаграмм. Определение удельного сопротивления пород выполняется по результатам бокового и индукционного каротажа.

§ 35. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КАРОТАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО НЕСКОЛЬКИМ СКВАЖИНАМ (СВОДНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ)

Сводная интерпретация проводится по отдельным пластам и месторождениям с целью обобщения всех имеющихся по ним геолого-геофизических данных; при этом стоит задача возможно более полной оценки пласта — его геометрических параметров, коллекторских свойств, характера насыщения. В результате сводной интерпретации получают исходные данные для подсчета запасов нефти и газа и для проектирования разработки или доразведки пласта.

Исходной информацией в этом случае служат результаты интерпретации каротажных диаграмм по отдельным скважинам, данные кернового материала и результаты опробования пластов.

Основными этапами сводной интерпретации являются: 1) корреляция каротажных диаграмм; 2) установление или уточнение связей между геологическими и физическими параметрами по данному месторождению или региону; 3) массовое определение подсчетных параметров (пористости, нефтенасыщенности, эффективной мощности) по геофизическим данным; 4) построение карт.

Корреляция каротажных диаграмм

При разработке алгоритмов машинной корреляции каротажных диаграмм необходимо количественно охарактеризовать соответствие тех или иных участков каротажных кривых, полученных в различных скважинах.

Было предложено использовать в качестве характеристики близости кривых коэффициент корреляции, определяемый согласно формуле

$$K = \sum_{i=1}^n a_i b_i \left/ \sqrt{\sum_{i=1}^n a_i^2 \sum_{i=1}^n b_i^2} \right. . \quad (220)$$

Однако этот параметр эффективен в случае достаточной близости кривых (рис. 168, а) и малоэффективен в случае недостаточного соответствия кривых по своей конфигурации, подобных изображенному на рис. 168, б, которые преобладают при сопоставлении реальных каротажных диаграмм. В работе [21] описан алгоритм строчной корреляции, который является более практичным.

При обработке кривых по единичной скважине производится расчленение кривой на участки. Это расчленение можно записать в виде строки, например Г — П — Г — И — Г — И — Г — П (глинистая порода — песчаник — глинистая порода — известняк — глинистая порода — известняк — глинистая порода — песчаник).

Если расчленение по другой скважине привело к строке П — Г — И — Г, то естественно сопоставление

$$\begin{array}{c} \text{Г—П—Г—И—Г—И—Г—П,} \\ \text{П—Г—И—Г.} \end{array}$$

При проведении строчной корреляции также большую роль играет выделение реперов.

Пусть по нескольким скважинам получены следующие строчки (смысл символов А, Б, В, Г, Д уточнять не будем):

$$\begin{array}{l} \text{А—Б—А—В—Б—Г—А—Д—А,} \\ \text{А—В—Б—В—Б—Г—В—Д—А,} \\ \text{А—В—Б—А—В—Б—Г—В—Д.} \end{array}$$

Так как строки не совпадают одна с другой, корреляция этих скважин встречается затруднения. Однако если известно, что пласты А, Б и Д являются реперами, то корреляция может быть произведена достаточно уверенно:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10,
А—Б	А	В	Б	Г	А	Д	А,		
А	В	Б—В	Б	Г	В	Д	А,		
А	В	Б	А	В	Б	Г	В	Д.	

В разрезе второй скважины выпадает четвертая пачка, в разрезе первой скважины — вторая, а восьмая пачка фациально замещается: вместо отложений типа В, развитых в разрезах второй и третьей скважин, здесь присутствуют отложения типа А. Наиболее полный разрез наблюдается для третьей скважины, однако десятая пачка в этой скважине не вскрыта.

Пусть в разрезе встречаются отложения М и Н, которые легко переходят одно в другое. Введем новый класс отложений (отложения М или отложения Н), который обозначим МН и во всех строках заменим М и Н на МН.

Так, строки

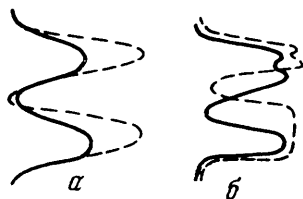
$$\begin{array}{l} \text{А—В—М—П—Н—Б—Д,} \\ \text{А—В—Н—П—М,} \\ \text{Н—П—Н—Б} \end{array}$$


Рис. 168. Различные случаи сопоставления близких по форме участков двух каротажных кривых

преобразуются в строки

$$A - B - MN - П - MN - B - D.$$

$$A - B - MN - П - MN,$$

$$MN - П - MN - B,$$

корреляция между которыми очевидна.

Проследив все пачки (горизонты) от первой до последней, легко вычислить мощности пачек и составить корреляционные таблицы.

При строчной корреляции можно определить коэффициент корреляции, только в этом случае в качестве компонент вектора рассматриваются не замеры в отдельных точках, а другие величины (мощности отдельных пластов пачки, характерные значения против этих пластов и т. д.).

В ряде случаев, по-видимому, представляет большой интерес вычисление коэффициента корреляции для оценки качества диаграмм. Так, вычислив коэффициент взаимной корреляции диаграммы каротажа ПС и КС, можно сделать заключение о степени искажения кривой ПС в результате гальвано-коррозии.

Построение карт

При построении структурных карт с использованием ЭВМ предложено осуществлять аппроксимацию фактической опорной поверхности некоторой функцией $L = f(x, y)$ заранее заданного класса. В качестве аппроксимирующей функции используется полином от двух переменных

$$L = a_{00} + a_{01}x + a_{10}y + a_{02}x^2 + a_{20}y^2 + \dots + a_{n0}y^n. \quad (221)$$

Коэффициенты полинома определяются по фактическим данным с использованием метода наименьших квадратов.

А. Р. Зайдель [12] предложил метод построения структурной поверхности путем вычисления гармонической функции (являющейся решением уравнения Лапласа), принимающей в заданных точках заданные значения. Решение задач, связанных с установлением зависимостей, определением различных параметров по геофизическим данным, осуществляется в настоящее время в следующих направлениях. Первое направление заключается в автоматизации традиционных методов обработки (статистическая обработка). Использование ЭВМ позволяет в этом случае значительно повысить производительность труда и осуществлять многовариантную обработку, что практически не возможно при ручной интерпретации.

Для разделения пластов на водоносные и нефтегазоносные предложено использовать обучающиеся программы. Задача разделения пластов на нефтегазоносные и водоносные при помощи алгоритмов распознавания формулируется следующим образом [6].

Пройденные скважиной пласты-коллекторы характеризуются геофизическими данными $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$.

Последовательность чисел $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ можно рассматривать как точку в n -мерном пространстве. Предполагается, что точки, принадлежащие множеству нефтегазоносных и водоносных пластов, будут сосредоточены в различных областях пространства. Разделение пространства на эти области (нахождение разделяющей поверхности) по наборам чисел $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$, характеризующих заведомо нефтегазоносные и водоносные пласты, составляет этап

обучения по заданному алгоритму. После проведения обучения определение нефтегазоносности не участвовавших в обучении пластов сводится к решению вопроса, по какую сторону от разделяющей поверхности находится точка, соответствующая данному пласту. Из постановки задачи видно, что для обучения необходимо выбирать пласты с достоверными результатами опробования.

Для разделения пластов-коллекторов на нефтегазоносные и водоносные опробованы различные программы распознавания зрительных изображений: 1) «Кора-2», и «Кора-3»; 2) «Обобщенный портрет»; 3) «Юг» и т. д. Указанные программы описаны в [6].

Наибольшее применение получила программа «Кора-3». В ней каждый пласт представляется в виде n -разрядного двоичного кода. В процессе обучения программа отбирает признаки, представляющие собой сочетание каких-либо трех разрядов, характеризующих значения трех параметров. Признак считается информативным и запоминается программой в том случае, если он встречается не менее k раз в одном классе объектов из обучения и не встречается ни одного раза в противоположном классе. После первого этапа обучения программа запоминает некоторое число информационных признаков I и II классов. Каждый объект из обучающей последовательности характеризуется некоторым числом этих признаков.

Следующий этап обучения (доучивание) приводится на «отстающих» пластах, которые после первого этапа обучения были охарактеризованы не более чем n признаками. При доучивании программа отыскивает информативные признаки среди этих пластов. При этом информативный признак должен характеризовать не менее k отстающих объектов и не характеризовать ни одного объекта из противоположного класса. Доучивание можно повторять несколько раз, задавая программе новые значения k и новые пороги для отстающих объектов I и II классов.

При узнавании объектов программа проверяет, сколько признаков, «голосящих» за I и II классы, характеризуют данный объект. Объект относят к I или ко II классу по большинству голосов.

Опробование программ производилось в различных районах Советского Союза. Хорошие результаты оценки нефтегазоносности получены по Ромашкинскому нефтяному месторождению.

На месторождениях со сложными коллекторами число правильных ответов снижается до 70%. Следует отметить, что число правильных ответов не всегда является действительной мерой эффективности распознавания, так как ошибки в определении водоносного или продуктивного пластов не являются равноценными.

Информационная система при сводной интерпретации

При реализации вышеперечисленных задач сводной интерпретации на ЭВМ решающую роль приобретают задачи, связанные с подготовкой исходной информации для работы конкретных программ. Подбор достаточного количества необходимых данных и подготовка их к вводу в ЭВМ, осуществляемые для каждой конкретной программы, приводят к непроизводительным затратам ручного труда и делают практически невозможной реализацию сводной интерпретации на ЭВМ в сколько-нибудь широких масштабах. Эта проблема решается созданием информационных систем, обеспечивающих прием и хранение данных в стандартных формах, не зависящих от отдельных способов их использования. Примером такой системы является фонд промыслово-геофизических

данных, реализованный для ЭВМ «Минск-22». На магнитную ленту записываются и хранятся документы с данными об объектах фонда: программах, пластах, скважинах, кривых, образцах керна и др. Организация фонда является двух-ступенчатой, отражающей соотношение принадлежностей объектов к тому или иному виду информации, где документы первой ступени имеют стандартную характеристику. Например, данные скважины составляют первую ступень, а данные пересечения пластов скважиной — вторую. Каждая совокупность двух ступеней образует автономный фонд. Большая часть документов содержит факты, которые являются значениями переменных. Факт из документа находится по номеру фонда, номеру объекта и номеру переменной.

Фонд промыслово-геофизических данных, обеспечивающий наращивание объема данных, их уточнение и совершенствование, возможность многократного использования, является основой для построения автоматизированных систем сводной интерпретации.

§ 36. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ЗА РУБЕЖОМ

В информационном вычислительном центре, созданном фирмой «Шлюмберже», производится разнообразная обработка каротажных диаграмм — определение литологии, глинистости, пористости, нефтегазонасыщенности пластов, корреляция кривых, построение профильных геофизических разрезов и карт, обработка данных инклинометра (внесение поправок в расчет мощностей пластов за искривление ствола скважины). Результаты интерпретации выдаются в виде таблиц и графиков. Предусмотрена возможность воспроизведения каротажных диаграмм в любой форме, более удобной для решения той или иной задачи.

В основу используемых систем автоматической обработки положены две методики интерпретации результатов каротажа сопротивлений — «Гранд Слэм» и «Смол Слэм». Методика «Гранд Слэм» использует кривую каротажа ПС, две кривые индукционного каротажа, кривую бокового каротажа, а также кривую каротажа ближней зоны. Методика «Смол Слэм» основана на обработке тех же кривых, за исключением кривой каротажа ближней зоны, вместо которой используются данные акустического или плотностного каротажа. Цель обработки данных — найти численные значения удельного сопротивления неизменной части пласта ρ_n и параметров зоны проникновения (удельного сопротивления промытой $\rho_{зп}$ и окаймляющей $\rho_{ок}$ зон), если последняя присутствует, а также эффективного диаметра зоны проникновения D . Величины ρ_n , $\rho_{зп}$, $\rho_{ок}$, D используются далее для оценки пористости k_n , водонасыщенности неизменной части пласта k_v , водонасыщенности в зоне проникновения $k_{в. зп}$.

Непрерывная обработка каротажных диаграмм по методике, используемой фирмой «Шлюмберже», не рекомендуется в связи с большими ошибками в определении k_n , k_v , $k_{в. зп}$ против границ пластов. Обработке подлежат лишь достаточно мощные пласты (более 1,2—1,8 м). Выбор интервалов для обработки осуществляется интерпретатором. Помимо перечня интервалов в ЭВМ вводятся данные об удельном сопротивлении бурового раствора, температуре, удельном сопротивлении пластовой воды, акустических свойствах пластовой жидкости и минерального скелета и т. д. В случае расхождения полученных результатов с другими данными (анализ керна, геологические данные, полученные по соседним скважинам и т. д.) значения вводимых параметров могут быть скорректированы и расчет произведен заново.

Автоматическая обработка данных каротажа для нескольких сотен интервалов на ЭВМ выполняется за несколько минут.

Методика «Гранд Слэм» использована также в универсальной программе COMLOG¹, предусматривающей реализацию на ЭВМ заключительных стадий обработки промыслово-геофизических данных.

Основные черты программы COMLOG заключаются в следующем.

1. Интерпретатор обрабатывает каротажные диаграммы вручную, разбивает на пласты (зоны), определяет литологию пласта, отсчитывает характерные значения.

2. Данные о выделенных пластах: границы пласта, отсчитанные характерные значения, а также данные, характеризующие скважину, наносятся на перфокарты.

3. Полученные перфокарты совместно с перфокартами, на которых нанесена программа COMLOG, обрабатываются на ЭВМ в вычислительном центре компании.

Программа COMLOG состоит из основной программы и 18 подпрограмм.

Основная программа контролирует поступающую информацию и осуществляет обращения к подпрограммам. Обработке подлежат данные кривой ПС, микрокаротажа, бокового каротажа, ПГК, ГГК, акустического и индукционного каротажа. В результате машинной обработки определяются пористость и водонасыщенность пластов. Получаемые данные представляются в виде таблицы.

Для программ, реализованных в США, характерно то, что удельные сопротивления пласта и зоны проникновения определяются на основе решения системы уравнений

$$\begin{aligned} \rho_{к. бз} &= J\rho_{зп} + (1 - J)\rho_n; \\ \rho_{к. БК} &= I\rho_{зп} + (1 - I)\rho_n; \\ 1/\rho_{к. ИК-с} &= (g/\rho_{зп}) + [(1 - g)/\rho_n]; \\ 1/\rho_{к. ИК-б} &= (G/\rho_{зп}) + [(1 - G)/\rho_n], \end{aligned} \quad (222)$$

где $\rho_{к. бз}$, $\rho_{к. БК}$, $\rho_{к. ИК-с}$, $\rho_{к. ИК-б}$ — кажущиеся удельные сопротивления, полученные, соответственно, зондами: каротажа ближней зоны, восьмиэлектродного бокового каротажа, индукционного каротажа со средним и с большим радиусами исследования.

Величины I , J , g и G , входящие в систему уравнений (222), — это так называемые геометрические факторы. Величина геометрического фактора зависит от эффективного диаметра зоны проникновения. Считается, что эффективный диаметр D_1 , получаемый при каротаже сопротивлений, иной, чем D_2 , получаемый при индукционном каротаже. Геометрические факторы рассматриваются как функции эффективного диаметра:

$$J = J(D_1), \quad I = I(D_1), \quad g = g(D_2), \quad G = G(D_2). \quad (223)$$

Решая систему из четырех уравнений, можно определять значения неизвестных $\rho_{зп}$, ρ_n , D_1 и D_2 .

¹ Сокращение от английских слов comprehensive — всесторонний и log — каротажная диаграмма.

Считается, что несовпадение эффективных диаметров D_1 и D_2 является указанием на наличие окаймляющей зоны.

Помимо названных программ, за рубежом используются и другие программы автоматической обработки и интерпретации промыслово-геофизических данных, которые носят часто экспериментальный характер.

Глава X

ДРУГИЕ ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

В последние годы значительный объем работ проводится для нахождения элементов залегания пластов по геофизическим измерениям в скважине, для оценки местоположения пластов с аномально высоким давлением, а также и другие исследования.

§ 37. ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

При бурении глубоких и сверхглубоких скважин часто приходится сталкиваться с осложнениями в бурении, вызванными вскрытием пластов с аномально высоким давлением.

Под нормальным давлением понимается такое пластовое давление, которое приблизительно соответствует гидростатическому.

Пласты, характеризующиеся давлением выше гидростатического, относятся к категории пластов с аномально высоким давлением.

Горному давлению противодействует как давление жидкости, так и механический сдвиг на контакте зерен. По мере вытеснения жидкости из порового пространства погребенной породы происходит ее уплотнение и снижение пористости. Такой процесс имеет место при контакте глинистых пород с мощными сообщающимися песчаными слоями, давление в них сохраняется нормальным. Если мощная глинистая толща содержит ограниченные по объему песчаные линзы, то происходит неполное вытеснение жидкости из глин и наблюдаются повышенная пористость их и высокие давления в пластах.

Происхождение аномально высоких давлений возможно и за счет тектонических усилий, вызывающих поднятие и взброс блоков или прогиб бассейнов, сопровождающихся изоляцией отдельных участков земной коры от нормальных путей миграции. В результате под воздействием дополнительных давлений на изолированные блоки происходит повышение давления в жидкости, заполняющей поровое пространство.

Во всех этих случаях очень важно предсказать местоположение аномально высокого давления, чтобы принять меры, обеспечивающие нормальный процесс бурения во избежание выброса.

В интервалах аномально высокого давления глина сохраняется относительно неуплотненной, содержит аномально высокое количество воды и обладает повышенной пористостью. Это приводит к аномально высокой проводимости таких глин, повышению времени распространения волны в них и заметному снижению плотности.

Такие свойства глин дают возможность выявлять местоположение зоны с аномально высоким давлением при помощи геофизических исследований разрезов скважин: кривых проводимости (сопротивления), акустического каротажа и определения плотности глин.

На основании построения графиков изменения (сопротивления) проводимости глин с глубиной, скорости распространения упругих волн в них и плотности устанавливается так называемая линия нормального уплотнения. Отклонение указывает на наличие зоны аномальных давлений.

На рис. 169 показан пример выявления зон с аномально высоким давлением по данным измерения плотности глин и их проводимости.

Как видно, с глубины 4050 м наблюдается отклонение значений плотности и проводимости глин от линий нормального уплотнения. Четкая корреляция данных о плотности и проводимости глин подтверждает их достоверность.

Для определения плотности глин используются образцы глин, полученные из керна и шлама. Однако образцы глин, извлеченные из шлама, под влиянием бурового раствора могут изменять свои свойства и не всегда соответствовать их состоянию в пласте. Поэтому относительно правильные результаты можно получить по шламу, остававшемуся в буровом растворе минимальное время.

Точки, нанесенные на графике, оценивающие плотность и проводимость глин, определенные соответственно по керну, шламу и кривой проводимости (сопротивлению), относятся к чистым глинам. Отклонения в сторону повышенных значений плотности и пониженных значений проводимости могут быть вызваны присутствием в глинах известкового или песчаного материала, близким расположением глин к песчаным пластам (ближе 3 м). Последнее объясняется более благоприятными условиями вытеснения поровой воды из глин в близко расположенный песчаный пласт. Поэтому исследование плотности глин в разрезе, где имеет место переслаивание глинистого и песчаного материала, приводит к дифференцированному распределению точек.

На основании данных о верхней границе зоны аномально высоких давлений в скважинах можно построить карту распространения верхней границы аномально высоких давлений. Полученные сведения необходимы для выбора и обоснования рациональной технологии бурения, обсадки скважин и определения параметров при подсчете запасов.

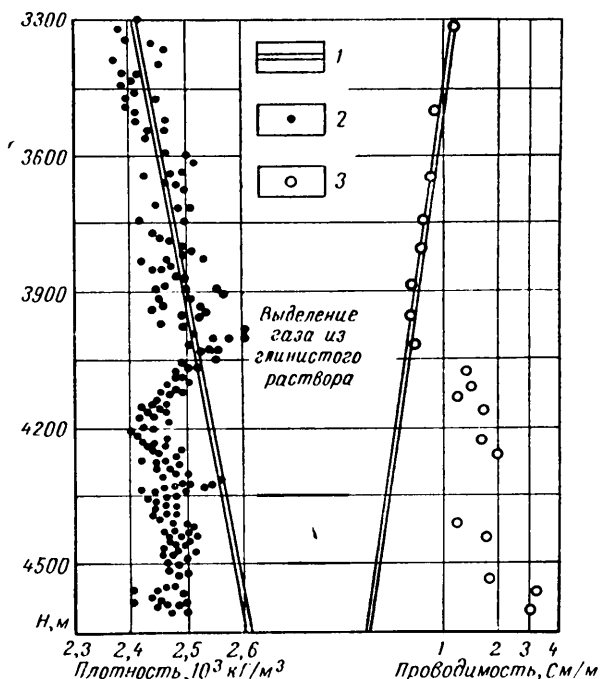


Рис. 169. Пример сопоставления проводимости и плотности чистых глин в зоне аномально высоких давлений.

1 — нормальные кривые уплотнения и проводимости; 2 — плотность чистых глин, определенная по образцам и шламу; 3 — проводимость чистых глин, отчитанная по кривой индукционного каротажа

Ограничениями в применении геофизических методов исследования скважины для выявления зон с аномально высоким давлением являются: изменение в разрезе минерализации пластовых вод, что исключает использование для этих целей метода проводимости (сопротивления); фациальные замещения, стратиграфические и тектонические несогласия, сопровождающиеся изменениями минералогического состава глин, что затрудняет применение как метода сопротивлений, так и других методов.

§ 38. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВ

Определение в скважине азимута и угла падения пластов имеет большое 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 промыслово-геофизических материалов, если видимый или кажущийся угол падения пласта превышает 30° . Азимут и угол падения пла-

стов определяют в скважине при помощи специального глубинного прибора — пластового наклонмера.

В Советском Союзе разработан наклонмер, состоящий из корпуса с тремя электродами (А, М, N), расположенными по окружности в плоскости сечения прибора через 120° по ходу часовой стрелки. При помощи пружинных фонарей прибор в скважине центрируется. На внешней стороне трех пружин одного из фонарей, покрытых изоляционным материалом, помещены три свинцовых электрода так, что они касаются стенок скважины.

Наклонмер опускают в необсаженную скважину и записывают одновременно на одной ленте три кривые ИС или три кривые изменения сопротивления заземления электродов.

Так как пласты пересекаются скважиной под некоторым углом, электроды наклонмера, будучи расположенными в одной плоскости, касаются границ раздела пластов в разное время, вследствие чего кривые ИС либо кривые сопротивления заземления оказываются смещенными одна относительно другой (рис. 170).

Корпус прибора скреплен с инклинометром, который служит для определения угла и азимута искривления скважины и положения электродов в пространстве. Определив величину смещения кривых, зная диаметр скважины и результаты измерения инклинометром, можно вычислить азимут и угол падения пластов.

Наилучшие результаты при работе с наклонмером могут быть получены на участках разреза, содержащих пласты, имеющие четкие границы.

При изучении глинистых пачек, содержащих песчаные прослои, которые отмечаются четкими аномалиями на кривой ИС, лучшие результаты получаются при записи кривой ИС. Если же разрез представлен тонкими прослоями мергелей, известняков, доломитов либо крепких песчаников, включенных в толщу глин, при работе с наклонмером целесообразно записывать кривые сопротивления заземления.

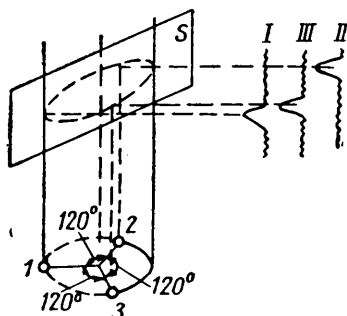


Рис. 170. Схема пластового наклонмера.

1, 2, 3 — электроды; I, II, III — снятые или кривые ИС и КС; S — граница между пластами

В карбонатном разрезе наиболее благоприятными условиями являются участки залегания глинистых прослоев среди карбонатной толщи; целесообразно при этом записывать кривые сопротивления.

На точность результатов определения элементов залегания пласта при помощи накломера влияют следующие факторы: угол падения пластов, угол отклонения скважины от вертикали, диаметр скважины, четкость кривых на выбранном интервале исследования и т. д. Накломер обеспечивает с достаточной точностью определение элементов пласта при углах падения в несколько градусов; при меньших углах падения возможна существенная погрешность и практически удастся определить лишь направление падения пластов. Измерения накломером затрудняются и при очень крутых наклонах пластов.

Изображение и интерпретация результатов наблюдений накломером

Результаты замера накломером пластов представляются в виде графика стрелок, каждая из которых отражает численное значение угла и азимута падения пласта в данной точке. Положение кружочка в начале стрелки показывает глубину точки замера (на ординате) и величину угла падения пласта в данной точке (на абсциссе); направление стрелки соответствует азимуту падения пласта.

В зависимости от структурных и тектонических свойств разреза наблюдается определенная закономерность в распределении стрелок на графике. Наиболее распространенными являются следующие типы распределения стрелок на графике (рис. 171).

1. Последовательное расположение стрелок с глубиной, с практически неизменным азимутом и углом наклона, что соответствует согласному и параллельному залеганию слоев. Большое количество точек, характеризующих наклон и азимут падения пластов, соединяется линией, что дает возможность достаточно точно определять элементы залеганий слоев (см. рис. 171, кривая 1).

2. Закономерное увеличение угла наклона с глубиной при практически неизменном азимуте. Такая характеристика может соответствовать согласному, но не параллельному залеганию слоев, наличию сбросов, несогласию в залегании и выклинивании пластов (кривая 2).

3. 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) или тектонического нарушения (кривая 3).

4. Незакономерное изменение углов и азимутов наклонов слоев наблюдается при отсутствии четко выраженной слоистости пород, в речных и прибрежных осадках (кривая 4, рис. 171).

Накломер пластов может быть использован также для исследования трещиноватых карбонатных пород. Для трещин, пересекающих скважину, характерно значительное падение, превышающее 50° , при относительно изменчивом азимуте.

Рассмотрим некоторые примеры измерений накломером пластов (рис. 172).

В интервале 1215,0—1255,0 м наблюдается небольшое до 1° падение слоев в северном направлении. Ниже 1295 до 1335 м происходит закономерное увеличение угла наклона при общем сохранении азимута (аналогично кривой 2, рис. 171).

Такое распределение стрелок на графике характерно для сбросовой зоны. Плоскость сброса падает в северном направлении. Ниже сбросовой зоны углы наклона пластов и их азимут сохраняются, как и для верхней части.

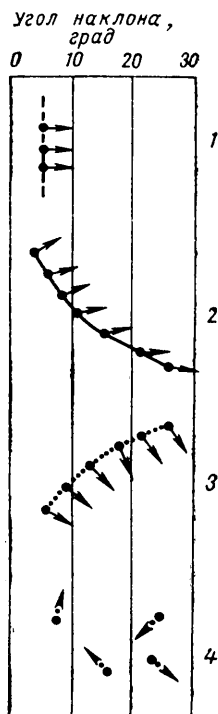


Рис. 171. Типы распределения стрелок на графике при измерении наклономером в зависимости от структурных и тектонических свойств разреза

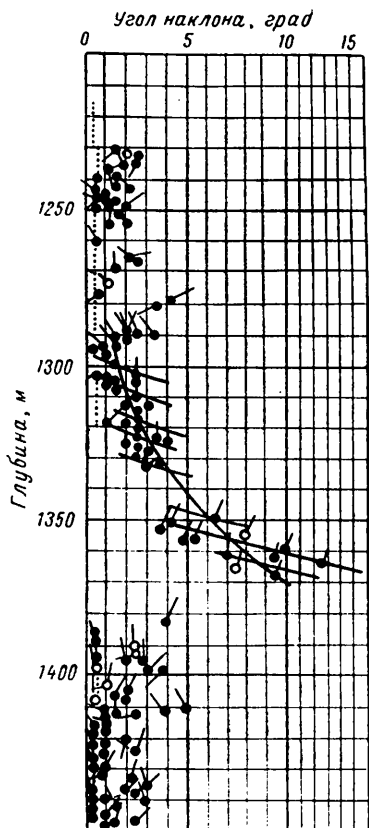


Рис. 172. Примеры измерений наклономером пластов

§ 39. КОМПЛЕКС ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Для каждого нефтегазоносного района в зависимости от задач, решаемых бурением (разведочное, эксплуатационное), и типа геологического разреза (песчано-глинистый, карбонатный, гидрохимический) устанавливают определенный наиболее рациональный комплекс геофизических исследований скважин. Рациональный комплекс геофизических исследований выбирают так, чтобы при минимальном количестве замеров в скважине более полно изучить разрез скважин, выделить в нем коллекторы и оценить их нефтегазоводоносность.

При выборе комплекса промыслово-геофизических исследований учитывают решаемые задачи, литологический комплекс, физические свойства пород и

условия бурения для данного района (диаметр скважины, сопротивление бурового раствора). При отклонении от обычных условий бурения некоторые виды геофизических исследований могут быть заменены другими.

Помимо основного комплекса геофизических исследований в скважине производят ряд обязательных геофизических операций: измерение температуры в длительно простаивающих скважинах (в нескольких скважинах для каждой разведочной и эксплуатационной площади) для определения геотермического градиента в районе, другие температурные и инклинометрические измерения, связанные с изучением технического состояния скважин. Некоторые работы носят экспериментальный характер и связаны с наиболее полным изучением геологического разреза скважины или с разработкой новых видов промыслово-геофизических исследований. Объем перфораторных и торпедировочных работ устанавливают для каждой скважины отдельно в зависимости от решаемых задач и условий работы.

Большой объем промыслово-геофизических (главным образом, радиометрических) исследований проводится в настоящее время в эксплуатационных скважинах для контроля работы скважины и состояния разработки продуктивного пласта и нефтегазового месторождения в целом.

ЕДИНИЦЫ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В КНИГЕ

В книге использованы следующие системы единиц.

1. Международная система единиц (СИ), состоящая из семи основных, двух дополнительных и ряда производных единиц (табл. 1). Единицы величин, отсутствующих в табл. 1, получаются по правилу образования когерентных единиц.

Допускается использование десятичных кратных и дольных от приведенных единиц, образуемых умножением исходных единиц на число 10, возведенное в соответствующие степени. Приставки для образования кратных и дольных единиц должны быть выбраны так, чтобы числовые значения величин были в пределах 0,1—1000 (табл. 2).

2. Наряду с единицами СИ в книге использованы единицы, допускаемые Государственным стандартом к применению наравне с единицами СИ без пересчета в последние (табл. 3).

3. Для связи с прежними единицами дополнительно указаны значения величин, выраженных в единицах, подлежащих изъятию до 1/1 1975 г. (табл. 4).

Т а б л и ц а 1

Международная система единиц (СИ)

Наименование величины	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
1	2	3	4

I. Основные единицы

Длина	метр	м	m
Масса	килограмм	кг	kg
Время	секунда	с	s
Сила электрического тока	ампер	А	A
Термодинамическая температура Кельвина	кельвин	К	K
Сила света	кандела	кд	cd
Количество вещества	моль	моль	mol

II. Дополнительные единицы

Плоский угол	радиан	рад	rad
Телесный угол	стерадиан	ср	sr

III. Производные единицы

Площадь	квадратный метр	м ²	m ²
Объем, вместимость	кубический метр	м ³	m ³
Скорость	метр в секунду	м/с	m/s
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с ²	m/s ²
Частота	герц	Гц	Hz
Волновое число; коэффициент ослабления	метр в минус первой степени	м ⁻¹	m ⁻¹
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м ³	kg/m ³
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м ³ /кг	m ³ /kg

Наименование величины	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
1	2	3	4
Сила; вес	ньютон	Н	N
Давление; механическое напряжение	паскаль	Па	Pa
Поверхностное натяжение	ньютон на метр	Н/м	N/m
Работа; энергия; количество теплоты; термодинамический потенциал; энергия излучения	джоуль	Дж	J
Удельная работа; удельная энергия; удельное количество теплоты; удельный термодинамический потенциал	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Мощность; тепловой поток	ватт	Вт	W
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па · с	Pa · s
Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду	м ² /с	м ² /s
Массовый расход	килограмм в секунду	кг/с	kg/s
Объемный расход	кубический метр в секунду	м ³ /с	м ³ /s
Проницаемость горных пород	квадратный метр	м ²	м ²
Удельная теплоемкость; удельная энтропия; удельная газовая постоянная	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг · К)	J/(kg · K)
Универсальная газовая постоянная	джоуль на моль-кельвин	Дж/(моль · К)	J/(mol · K)
Температурный градиент; термический градиент	кельвин на метр	К/м	K/m
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/(м · К)	W/(m · K)
Теплопроводность	квадратный метр на секунду	м ² /с	м ² /s
Тепловое сопротивление	метр-кельвин на ватт	м · К/Вт	m · K/W
Температурный коэффициент	кельвин в минус первой степени	К ⁻¹	K ⁻¹
Количество электричества; электрический заряд	кулон	Кл	C
Электрическое напряжение, электрический потенциал, электродвижущая сила	вольт	В	V
Электрическая емкость	фарада	Ф	F
Электрическое сопротивление	ом	Ом	Ω
Удельное электрическое сопротивление	ом-метр	Ом · м	Ω · m
Электрическая проводимость	сименс	См	S
Удельная электрическая проводимость	сименс на метр	См/м	S/m
Магнитный поток	вебер	Вб	Wb
Магнитная индукция	тесла	Т	T
Магнитодвижущая сила	ампер	А	A
Индуктивность; взаимная индуктивность	генри	Г	H
Доза излучения (поглощенная доза излучения)	джоуль на килограмм	Дж/кг	J/kg
Мощность дозы излучения (мощность поглощенной дозы излучения)	ватт на килограмм	Вт/кг	W/kg

Наименование величины	Единица		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
1	2	3	4
Экспозиционная доза рентгеновского и гамма-излучений	кулон на килограмм	Кл/кг	C/kg
Мощность экспозиционной дозы рентгеновского и гамма-излучений	ампер на килограмм	А/кг	A/kg
Активность изотопа (активность нуклида в радиоактивном источнике)	секунда в минус первой степени	c ⁻¹	s ⁻¹
Плотность потока ионизирующих частиц или фотонов	секунда в минус первой степени-метр в минус второй степени	c ⁻¹ · м ⁻²	s ⁻¹ · м ⁻²
Подвижность	сименс-квадратный метр на моль	См · м ² /моль	S · m ² /mol
Молярная концентрация	моль на кубический метр	моль/м ³	mol/m ³
Массовая концентрация	килограмм на килограмм	кг/кг	kg/kg
Число Фарадея [F = (9,64914 ± 0,00011) · 10 ⁴ Кл/моль]	кулон на моль	Кл/моль	C/mol

Таблица 2

Множители и приставки для образования кратных и дольных единиц и их наименования

Множитель	Приставка		
	Наименование	Обозначение	
		русское	международное
10 ¹²	тера	Т	T
10 ⁹	гига	Г	G
10 ⁶	мега	М	M
10 ³	кило	к	k
10 ²	(гекто)	г	h
10 ¹	(дека)	да	da
10 ⁻¹	(деци)	д	d
10 ⁻²	(санти)	с	c
10 ⁻³	милли	м	m
10 ⁻⁶	микро	мк	μ
10 ⁻⁹	нано	н	n
10 ⁻¹²	пико	п	p
10 ⁻¹⁵	фемто	ф	f
10 ⁻¹⁸	атто	а	a

Примечание. В скобках указаны приставки, допускаемые к применению только в наименованиях кратных и дольных единиц, уже получивших широкое распространение (например, гектар, декалитр, дециметр, сантиметр).

Единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ

Величина	Единица			Значение в единицах СИ, в дольных и кратных от них
	Наименование	Обозначение		
		русское	международное	
1	2	3	4	5
Площадь (эффе- ктивного сечения)	барн *	б	b	$10^{-28} \text{ м}^2 = 10^{-24} \text{ см}^2$
Объем, вмести- мость	литр	л	l	0,001 м ³ (точно)
Время	минута	мин	min	60с
	час	ч	h	3600с
	сутки	сут	d	86 400с
Температура Цельсия	градус Цельсия	°C	°C	1К (для разности температур) $t = T - 273,15$, где t — температура, °C; T — абсолютная тем- пература, К
Плоский угол	градус	...°	...°	$1,745\,329 \cdot 10^{-2}$ рад
	минута	...'	...'	$2,908\,882 \cdot 10^{-4}$ рад
	секунда	...''	...''	$4,848\,137 \cdot 10^{-6}$ рад
Плотность	грамм на куби- ческий санти- метр *	г/см ³	g/cm ³	10 ³ кг/м ³
Сила; вес	дина *	дин	dyn	10 ⁻⁵ Н
Работы, энергия	киловатт-час	кВт · ч	kW · h	$3,6 \cdot 10^6$ Дж = = 3,6 МДж
	эрг *	эрг	erg	10 ⁻⁷ Дж
	электронвольт *	эВ	eV	$1,602\,10 \cdot 10^{-19}$ Дж
	килоэлектрон- вольт *	кэВ	keV	$1,602\,10 \cdot 10^{-16}$ Дж
	мегаэлектрон- вольт *	МэВ	MeV	$1,602\,10 \cdot 10^{-13}$ Дж
Динамическая вяз- кость	пуаз *	П	P	0,1 Па · с
	сантипуаз *	cП	cP	10^{-3} Па · с = 1 мПа · с
Кинематическая вязкость	стокс *	Ст	St	10 ⁻⁴ м ² /с
	сантистокс *	cСт	cSt	10^{-6} м ² /с = 1 мм ² /с
Проницаемость горных пород	дарси *	Д	D	$\approx 1,02 \cdot 10^{-12}$ м ² $\approx 1,02$ пкм ²
	миллидарси *	мД	mD	$1,02 \cdot 10^{-15}$ м ²
Универсальная газовая постоян- ная	эрг на моль- градус Цельсия *	эрг/(моль · °C)	erg/(mol · °C)	10^{-7} Дж/(моль · К) = = 10 ⁻⁴ Дж/(кмоль · К)
	$[R_0 = 8,31431 \times$ $\times 10^{-7}$ эрг/(моль × × °C)]			$R_0 = 8,3143 \pm$ $\pm 0,00031$ Дж/(моль × × К) = 8314,31 ± ± 0,31 Дж/кмоль · К)
Относительная ве- личина	процент	%	%	
	промилле	‰	‰	
	миллионная до- ля	млн ⁻¹	ppm	
Логарифмическая величина	бел	Б	B	
	децибелл	дБ	dB	
	бит	бит	bit	

* Допустимо в специальных разделах физики и геофизики.

**Единицы, подлежащие изъятию и допускаемые к временному
применению до 1/1 1975 г.**

Наименование величины	Единица			Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
	Наименование	Обозначение		
		русское	международное	
1	2	3	4	5
Длина	ангстрем	Å	Å	$10^{-10} \text{ м} = 10^{-8} \text{ см} =$ $= 0,1 \text{ нм}$
Сила; вес	килограмм-сила	кгс	kgf	9,80665 Н $\approx$ 10 Н
Давление	килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см ²	kgf/cm ²	98066,5 Па $\approx$ 0,1 МПа
Нормальное атмо- сферное давлени- е	760 миллиметров ртутного столба	760 мм рт. ст.	760 mm Hg	101 325 Па = = 101,325 кПа
Количество тепло- ты, термодина- мический потен- циал	калория килокалория	кал ккал	cal kcal	4,1868 Дж $\approx$ 4,2 Дж 4,1868 · 10 ³ Дж $\approx$ $\approx$ 4,2 кДж
Удельное количе- ство теплоты; удельный термо- динамический потенциал	калория на грамм килокалория на килограмм	кал/г ккал/кг	cal/g kcal/kg	4,1868 · 10 ³ Дж/кг $\approx$ $\approx$ 4,2 кДж/кг
Удельная тепло- емкость	калория на грамм- градус Цельсия килокалория на килограмм- градус Цельсия	кал/(г · °C) ккал/(кг · °C)	cal/(g · °C) kcal/(kg · °C)	4,1868 × × 10 ³ Дж/(кг · К) $\approx$ $\approx$ 4,2 кДж/(кг · К)
Тепловой поток	калория в секунду килокалория в час	кал/с ккал/ч	cal/s kcal/h	4,1868 Вт $\approx$ 4,2 Вт 1,163 Вт
Теплопроводность	калория в секунду на сантиметр- градус Цельсия килокалория в час на метр- градус Цельсия	кал/(с · см · °C) ккал/(ч · м · °C)	cal/(s · cm · °C) kcal/(h · m · °C)	418,68 Вт/(м · К) $\approx$ $\approx$ 420 Вт/(м · К) 1,163 Вт/(м · К)
Тепловое сопро- тивление	секунда-сантиметр-градус Цельсия на калорию час-метр-градус Цельсия на кило- калорию	с · см · °C/кал ч · м · °C/ккал	s · cm · °C/cal h · m · °C/kcal	$\approx$ 2,39 · 10 ⁻³ м · К/Вт $\approx$ 0,860 м · К/Вт
Температуропро- водность	квадратный метр на час	м ² /ч	m ² /h	277,78 · 10 ⁻⁶ м ² /с
Геотермический градиент	градус Цельсия на 100 метров	°C/100 м	°C/100 m	10 ⁻² °C/м
Количество ве- щества	грамм-молекула грамм-атом грамм-ион грамм-эквивалент	—	—	1 моль
Доза излучения	рад	рад	rad	0,01 Дж/кг
Экспозиционная доза рентгенов- ского и гамма- излучений	рентген микрорентген	Р мкР	R μR	2,58 · 10 ⁻⁴ Кл/кг 2,58 · 10 ⁻¹⁰ Кл/кг

Наименование величины	Единица			Значение в единицах СИ, кратных и дольных от них
	Наименование	Обозначение		
		русское	международное	
1	2	3	4	5
Мощность экспозиционной дозы рентгеновского и гамма-излучений	рентген в секунду рентген в час микрорентген в час	Р/с Р/ч мкР/ч	R/s R/h μR/h	2,58 · 10 ⁻⁴ А/кг 7,17 · 10 ⁻⁸ А/кг 7,17 · 10 ⁻¹¹ А/кг
Активность изотопа	кюри	Ки	Ci	3,700 · 10 ¹⁰ с ⁻¹

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альпин Л. М., Комаров С. Г. Альбом палеток БКЗ. М., Гостоптехиздат, 1953.
2. Афонина Н. М. Комплект палеток для интерпретации диаграмм индукционного каротажа зондом 6Ф1. М., ротапринт ВНИИГеофизики, 1970.
- ✓ 3. Булатова Ж. М. и др. Акустический каротаж. Л., «Недра», 1970.
4. Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., «Недра», 1966.
5. Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., «Недра», 1964.
6. Губерман Ш. А. Использование обучающихся программ для решения геологических задач. Тр. МИНХ и ГП, вып. 62. «Комплексная интерпретация геологических и геофизических данных на вычислительных машинах». М., «Недра», 1966.
7. Гусаков Н. Д. Определение коэффициентов нефтегазонасыщения и пористости песчаников по результатам электрического каротажа скважин. В сб. «Прикладная геофизика», вып. 45. М., «Недра», 1965.
- ✓ 8. Дахнов В. П. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972.
9. Добрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970.
10. Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований. М., «Недра», 1966.
11. Жданов М. А. Нефтепромысловая геология. М., Гостоптехиздат, 1961.
12. Зайдель А. Р., Петухов А. С. Электронно-вычислительные машины и их применение для обработки промыслово-геофизических данных. В сб. «Обзоры зарубежной литературы». М., изд-во ЦНИИТЭНефтегаз, 1964.
13. Зунделевич С. М. и др. Универсальный способ определения удельного сопротивления пластов. В сб. «Прикладная геофизика», вып. 46. М., «Недра», 1965.
14. Итенберг С. С. Опыт унификации стратиграфических границ по промыслово-геофизическим данным. М., ГОСИНТИ, 1960.
15. Итенберг С. С. Промысловая геофизика. М., Гостоптехиздат, 1961.
16. Итенберг С. С. Методы изучения нефтегазоносных толщ по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований. М., «Недра», 1967.
17. Комаров С. Г. Каротаж по методу сопротивления. Интерпретация. М., Гостоптехиздат, 1950.
- ✓ 18. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.
19. Комаров С. Г. и др. Комплект палеток для интерпретации данных электрического каротажа. М., ротапринт ВНИИГеофизики, 1966.
20. Куликович А. Е. Основные принципы машинной обработки каротажных диаграмм. Тр. УкрНИГРИ, вып. 1. «Автоматическая обработка и преобразование геофизической информации», М., «Недра», 1965.
21. Куликович А. Е. Об основных схемах обработки промыслово-геофизических и смежных геологических данных и возможностях их реализации на ЭЦВМ. Тр. УкрНИГРИ, вып. XV. «Автоматическая обработка и преобразование геофизической информации», № 2. М., «Недра», 1967.
22. Куликович А. Е. и др. Отбивка границ пластов и выделение песчаников по данным электрического каротажа при помощи цифровых вычислительных машин. В сб. «Прикладная геофизика», вып. 39. М., «Недра», 1964.

23. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. М. «Недра», 1969.
24. Печай А. М. Вопросы количественной оценки вторичной пористости трещиноватых коллекторов нефти и газа. В сб. «Прикладная геофизика», вып. 38. М., «Недра», 1964.
25. Перьков Н. А. Интерпретация результатов каротажа скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.
26. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Киев, «Наукова думка», 1970.
27. Пирсон С. Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. М., «Недра», 1966.
28. Плюсин М. И. Индукционный каротаж. М., «Недра», 1968.
29. Сохранов Н. Н. Альбом палеток и номограмм трехэлектродного бокового каротажа. М., «Недра», 1965.
30. Сохранов Н. Н. Обработка и интерпретация промыслово-геофизических данных при помощи цифровых вычислительных машин. В сб. «Прикладная геофизика», вып. 54. М., «Недра», 1969.
31. Справочник геофизика, т. II. «Геофизические методы исследования скважин». М., Гостоптехиздат, 1961.
32. Федьинский В. В. Разведочная геофизика. Изд. второе, исправленное и дополненное. М., «Недра», 1964.
33. Barlai, Z. Well Logging parameters of hydrocarbon-bearing sandstones composed of sand, silt and shale; Evaluation of water saturation, porosity and grainsize distribution. The Log-Analyst, Houston, Texas, march/april, 1970.
34. Desbrandes R. Theorie et interpretation des diagraphies. Paris, 1968.

Оглавление

	Стр.
Введение	3
Часть 1. Геофизические методы исследования скважин	
Глава I. Электрический каротаж	6
§ 1. Условия измерений	6
§ 2. Метод естественных потенциалов (ПС)	11
✓ Диффузионно-адсорбционные потенциалы	12
✓ Диффузионно-адсорбционные потенциалы в скважине	18
✓ Фильтрационные потенциалы	21
Основные факторы, влияющие на форму и амплитуду отклонения кривой ПС	23
Геологическая интерпретация диаграмм естественных потенциалов (ПС) .	31
Определение удельного сопротивления и минерализации пластовых вод по кривой ПС	36
§ 3. ✓ Удельное электрическое сопротивление горных пород	39
Удельное сопротивление водных растворов солей	39
Удельное сопротивление неглинистых пород гранулярного строения . . .	43
Удельное сопротивление песчано-глинистых пород	46
Удельное сопротивление трещиноватых и кавернозных пород	48
Удельное сопротивление нефтегазоносных пород	48
Влияние всестороннего давления на величину удельного сопротивления пород	51
§ 4. ✓ Основные способы измерения кажущегося удельного сопротивления горных пород (метод сопротивления)	53
✓ Каротаж обычными зондами	53
✓ Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	64
✓ Применение каротажа обычными зондами и выбор зонда	67
✓ Боковой каротаж (БК)	69
✓ Индукционный каротаж (ИК)	79
✓ Микрозонды (микрокаротаж)	94
§ 5. ✓ Определение удельного сопротивления пород	99
Определение удельного сопротивления пород по диаграммам бокового каротажа	100
Определение удельного сопротивления пород по диаграммам индукционного каротажа	106
Определение удельного сопротивления пород по диаграммам различных зондов	108
Глава II. Радиоактивный каротаж	112
§ 6. ✓ Гамма-каротаж (ГК)	112
§ 7. ✓ Гамма-гамма-каротаж (ГГК)	119
§ 8. ✓ Нейтронный каротаж (НК)	123
✓ Нейтронный гамма-каротаж (НГК)	126
✓ Нейтронный каротаж по тепловым (НК-Т) и надтепловым (НК-П) нейтронам	127
✓ Импульсные нейтронные методы каротажа	129
Кривая при радиоактивном каротаже и определение границ пластов	134

Глава III. Акустический каротаж (АК)	137
§ 9. Акустический каротаж по скорости	141
§ 10. Акустический каротаж по затуханию	144
§ 11. Акустический каротаж цементного кольца	146
§ 12. Форма кривой при акустическом каротаже и определение границ пластов	149
§ 13. Применение акустического каротажа	155
Глава IV. Другие виды каротажа	155
§ 14. Температурные измерения в скважине	155
Термокаротаж	155
Температурные измерения для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии	160
§ 15. Кавернометрия	164
§ 16. Объем и радиус исследования различными методами каротажа	166
Часть 2. Использование данных каротажа для изучения геологического строения нефтяных и газовых месторождений и нефтегазоносных областей	
Глава V. Изучение литологии и последовательности залегания пластов	167
§ 17. Расчленение разреза скважины	167
§ 18. Использование данных каротажа для определения литологии пластов	169
§ 19. Корреляция разрезов скважин	173
§ 20. Корреляция пластов при их фациальном замещении и выклинивании	180
§ 21. Составление типового, нормального и сводного геолого-геофизических разрезов	192
§ 22. Карты геофизически однородных областей	196
Глава VI. Геологические построения	199
§ 23. Литофациальные разрезы, карты литофаций и зональные карты	199
§ 24. Профильные геолого-геофизические разрезы	206
§ 25. Составление различных карт для изучения складчатых структур	210
§ 26. Обоснование и унификация стратиграфических границ	214
Часть 3. Применение данных каротажа для выделения коллекторов, оценки коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	
Глава VII. Выделение коллекторов	217
§ 27. Выделение песчано-глинистых коллекторов	219
§ 28. Выделение карбонатных коллекторов	226
§ 29. Выделение коллекторов и оценка их литологии по данным радиоактивного (НГК и ГГК-II) и акустического (АК) каротажа	230
Глава VIII. Оценка коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пород	231
§ 30. Песчано-глинистые коллекторы	231
Оценка пористости и нефтегазонасыщенности чистых коллекторов	231
Оценка пористости и нефтегазонасыщенности песчано-глинистых коллекторов	232
Оценка пористости глинистых коллекторов методами радиоактивного (НГК и ГГК-II) и акустического (АК) каротажа	254
Переходная зона	256
Определение проницаемости пород	257
Разделение нефтеносных и газоносных пластов	260
§ 31. Трещинно-кавернозные коллекторы	262
Комплексный метод сопротивления и нейтронного гамма-каротажа (БКЗ — НГК)	263
Метод двух растворов	268
Метод бокового и микробокового каротажа	270
Глава IX. Автоматизация обработки геофизической информации	271
§ 32. Этапы подготовки и решения задач на ЭВМ.	272
§ 33. Преобразование геофизических данных в цифровую форму	274
Принцип действия преобразователя	278
§ 34. Применение цифровых вычислительных машин для решения основных задач оперативной интерпретации данных каротажа	279

	Стр.
Корректировка глубин при автоматической интерпретации промыслово-геофизических данных	280
Отбивка границ пластов	281
Определение удельного сопротивления пластов	283
Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов	287
Оценка нефтегазоносности пласта	289
§ 35. Решение задач интерпретации коротажных материалов по нескольким скважинам (сводная интерпретация)	290
Корреляция коротажных диаграмм	290
Построение карт	292
Информационная система при сводной интерпретации	293
§ 36. Автоматическая обработка и интерпретация промыслово-геофизических данных за рубежом	294
Глава X. Другие виды исследования скважин	296
§ 37. Выявление зон с аномально высоким давлением	296
§ 38. Определение падения пластов	298
§ 39. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин	300
Единицы физических величин, применяемые в книге	302
Список литературы	308

Семен Самуилович Итенберг

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Редактор издательства И. П. Иночкина. Техн. редактор Л. Г. Лаврентьева, Л. Д. Агапонова
Корректор Г. А. Меркулова

Сдано в набор 7/VI 1972 г. Подписано в печать 4/IX 1972 г. Т-14180. Формат 70 × 100¹/₁₆. Бумага № 2.
Печ. л. 19,5. Усл. печ. л. 25,35. Уч.-изд. л. 25,0. Тираж 6500 экз. Заказ 1790/208/8—3. Цена 1 р. 23 к.

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.

Ленинградская типография № 6 Главполиграфпрома Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Московский пр., 91.