

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Пермский государственный технический университет»

В. Н. Косков

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Утверждено Редакционно-издательским советом
университета в качестве учебного пособия

Издательство
Пермского государственного технического университета
2008

УДК 550.832

ББК 26.21

К71

Рецензенты:

зав. кафедрой геофизики, д-р техн. наук

профессор *В.И. Костицын*

(Пермский государственный университет);

зав. кафедрой ГНГ, д-р геол.-мин. наук

профессор *А.В. Растегаев*

(Пермский государственный технический университет)

Косков, В.Н.

К71 Промысловая геофизика: учеб. пособие / В. Н. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 279 с.

ISBN 978-5-398-00031-3

Рассмотрены физическая сущность и области применения методов геофизических исследований скважин (ГИС). Освещена роль ГИС при подсчете запасов углеводородного сырья, проектировании и контроле процессов разработки нефтегазовых месторождений. Рассмотрены возможности ГИС при моделировании нефтяных и газовых месторождений. Приведены краткие сведения об использовании персональных компьютеров и программных технологий при обработке данных ГИС. Изложены методы изучения технического состояния скважин.

Предназначено для студентов, изучающих дисциплину «Промысловая геофизика», может быть полезно студентам различных геологических специальностей, изучающим следующие дисциплины: «Геофизика», «Геофизические исследования скважин», «Геофизические методы стратиграфической корреляции», «Геофизические методы по контролю за разработкой».

УДК 550.832

ББК 26.21

Издано в рамках приоритетного национального проекта «Образование» по программе Пермского государственного технического университета «Создание инновационной системы формирования профессиональных компетенций кадров и центра инновационного развития региона на базе многопрофильного технического университета»

ISBN 978-5-398-00031-3

© ГОУ ВПО

«Пермский государственный
технический университет», 2008

СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АК – акустический каротаж
БК – боковой каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
ВНК – водонефтяной контакт
ГГК – гамма-гамма-каротаж
ГЖК – газожидкостной контакт
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ГСР – геолого-статистический разрез
ГТК – геолого-технический комплекс
ДС – диаметр скважины
ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
ИНГК – импульсный нейтронный гамма-каротаж
ИК – индукционный каротаж
КВ – кавернограмма
КИН – коэффициент извлечения нефти
КС – кажущееся сопротивление
МБК – микробоковой каротаж
МГЗ – микроградиент-зонд
МЗ – микрозондирование
МПЗ – микропотенциал-зонд
МК – микрокаротаж
М2 ($M_{2,0}A_{0,5}B$) – стандартный 2-метровый градиент-зонд
М4 ($M_{4,0}A_{0,5}B$) – 4-метровый градиент-зонд
НГК – нейтронный гамма-каротаж
ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ПК – персональный компьютер
ПС – потенциал собственной поляризации скважин
ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина
РК – радиоактивный каротаж
УВ – углеводороды, углеводородный (-ая, -ое)
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ЭВМ – электронно-вычислительная машина
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

J_γ – интенсивность естественной радиоактивности по ГК

$J_{n\gamma}$ – интенсивность радиоактивности по НГК

ΔJ_γ – двойной разностный параметр по ГК

$\Delta J_{n\gamma}$ – двойной разностный параметр по НГК

K_{Π} – коэффициент пористости

K_{Π} – коэффициент нефтенасыщенности

$K_{\text{нт}}$ – коэффициент текущей нефтенасыщенности

$K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности

ВВЕДЕНИЕ

Поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа сопровождаются бурением скважин. В целях изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля за режимом разработки месторождений в них проводятся геофизические исследования (ГИС). Комплекс ГИС, проводимый в скважине, называется промысловой геофизикой.

Изучение геологического разреза скважины по геофизическим данным заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических и коллекторских свойств, содержания в них полезных ископаемых и оценки степени их насыщения нефтью, газом или водой.

Изучение разреза возможно и путем отбора керна. Однако керн не всегда удается извлечь из нужного интервала (неполный вынос керна), а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают полного представления о геологическом разрезе. Отбор керна осуществляется в основном в разведочных скважинах изучаемого месторождения и доводится до оптимального минимума, а в тех случаях, когда разрез месторождения хорошо изучен, бурение, как правило, ведется без отбора керна. Однако полный отказ от отбора керна нецелесообразен, так как данные о пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и других свойствах горных пород, полученные при анализе керна, являются исходными для обоснования количественной геологической интерпретации данных ГИС.

Вместе с тем некоторые физико-химические свойства пород (электропроводность, электрохимическая активность, радиоактивность, температуропроводность, упругость и др.) поддаются изучению непосредственно в скважине в условиях их естественного залегания путем проведения в ней соответствующих геофизических исследований. Такие исследования, заменяющие частично или полностью отбор керна, названы каротажем. Их результаты изображаются в виде диаграммы изменения физических свойств пород вдоль скважин – каротажных диаграмм.

Результаты комплексного анализа керновых данных и материалов геофизических и гидродинамических исследований являются

надежной основой эффективного использования промысловой геофизики для подсчета запасов и разработки месторождений. Так, по данным ГИС определяются количественные значения подсчетных параметров: эффективная мощность коллектора, положение водонефтяного и газожидкостного контактов, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, коэффициент вытеснения нефти и др.

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает комплекс геофизических исследований в действующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи. При проектировании и контроле разработки нефтегазовых месторождений методами ГИС решаются следующие задачи:

- исследование процесса вытеснения нефти и газа в пластах-коллекторах (в том числе определение начального положения и наблюдение за перемещением водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов);

- изучение эксплуатационных характеристик пластов (в том числе проницаемости и глинистости);

- установление состава флюидов в стволе скважины;

- изучение технического состояния скважин (в том числе оценка качества цементирования обсадных колонн и выявление мест затрубной циркуляции флюидов и т.п.).

Изучение технического состояния скважин производится на всех этапах их действия: бурения, перед вводом в эксплуатацию, в процессе эксплуатации. Во время бурения инклинометром определяют искривление ствола скважины, каверномером – ее диаметр, резистивиметром и электрическим термометром – места поступления жидкости из пласта в скважину и поглощения промывочной жидкости. Перед вводом скважины в эксплуатацию проводится изучение технического состояния колонны на герметичность и качество цементирования. В эксплуатационных скважинах контроль их технического состояния заключается в выявлении мест нарушения герметичности цементного кольца, нарушений сцепления цемента с колонной и породой, вызывающих возникновение затрубной циркуляции жидкости.

К ГИС также принято относить прострелочно-взрывные работы, опробование пластов приборами на кабеле, отбор керна боковыми грунтоносами, перфорацию колонн при вскрытии пластов,

обсаженных трубами, торпедирование. Связь этих работ с геофизическими исследованиями определяется тем, что для их выполнения применяется то же оборудование, что и при ГИС. В эксплуатационных и нагнетательных скважинах с открытым забоем с помощью пороховых генераторов давления и торпедирования производят разрыв пласта и тем самым повышают их отдачу или приемистость. Поэтому ГИС в настоящее время являются неотъемлемой частью геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при разведке и разработке нефтегазовых месторождений.

Первые геофизические исследования в виде геотермических измерений были выполнены еще в 1906 г. Д. В. Голубятниковым, а в 1929 г. и в последующие годы Л. М. Альпиным, В. Н. Дахновым, С. Г. Комаровым и другими исследователями был внедрен электрический каротаж с замерами КС и ПС.

В 30-х годах прошлого века В. А. Шпаком, Г. В. Горшковым, Л. М. Курбатовым были получены первые результаты гамма-каротажа, в 1941 г. Б. М. Понтекорво был предложен нейтронный каротаж. В конце 50-х годов Е. В. Карусом был разработан акустический каротаж.

В это же время вместе с развитием геофизических методов разрабатывались методы изучения технического состояния скважин – инклинометрия, кавернометрия, термометрия, резистивиметрия, отбор керна боковыми грунтоносами из стенок скважины, перфорация колонн при вскрытии пластов, торпедирование, метод опробования пластов приборами на кабеле (ОПК) и др.

В 60-е годы прошлого века были разработаны и внедрены новые методы каротажа: индукционный (С. М. Аксельрод, М. И. Плюсин), боковой (В. Т. Чукин, А. Г. Мельников), а в 70-е – ядерный магнитный каротаж.

Углубленная обработка промыслово-геофизической информации, получаемой в процессе бурения и эксплуатации скважин, позволяет решить большой спектр геологических задач. Значительную часть сведений о пересеченных скважинами отложениях получают при интерпретации данных ГИС, которые вместе с материалами литологического и палеонтологического изучения образцов горных пород и скважинных испытаний пластов используются для создания литолого-стратиграфических описаний разрезов скважин, характеристики каждого из вскрытых скважиной пластов, построения схем

корреляции и т.п. (С. Г. Комаров, В. Н. Дахнов, В. А. Долицкий и др.). Таким образом, материалы ГИС являются важнейшим источником информации о геологическом строении нефтяных и газовых месторождений.

Интенсивное развитие промысловой геофизики привело к необходимости создания науки о физико-химических свойствах горных пород, их взаимных связях и закономерностях изменения – петрофизики (В. Н. Кобранова, А. М. Нечай, Н. А. Перьков, А. А. Ханин, М. М. Элланский и др.).

Большие возможности использования результатов обработки геофизических скважинных наблюдений при поиске и разведке нефтяных месторождений, при подсчёте запасов углеводородного сырья, проектировании и контроле процессов разработки месторождений отмечены многими исследователями: Б. Ю. Вендельштейном, В. М. Добрыниным, Д. И. Дьяконовым, С. С. Итенбергом, Е. И. Леонтьевым, Л. И. Померанцем, С. Г. Комаровым и др.

Значительные исследования в области геофизических исследований скважин выполнены зарубежными учеными Г. Доллем, С. Пирсоном, Г. Гюйо, Р. Дебрантом и др.

Внедрение машинной обработки данных ГИС позволило оперативно решать большое количество геологических задач: расчленение и корреляция разрезов скважин, построение всевозможных прогнозных карт, определение количественных геопараметров и т.п. (Н. Н. Сохранов, А. Е. Куликович, А. И. Волков, Ш. А. Губерман и др.)

В последние годы разработаны новые методы ГИС, повсеместно внедряется современная геофизическая аппаратура, позволяющая оперативно производить комплексную обработку и интерпретацию промыслово-геофизической информации с помощью ЭВМ и персональных компьютеров, использующих новейшие средства программного обеспечения.

Учебное пособие по дисциплине «Промысловая геофизика» подготовлено в соответствии с требованиями государственного образовательного стандарта и предназначено для студентов геологических специальностей вузов. Для успешного освоения учебного материала дисциплины студенты должны обладать знаниями, умением и практическими навыками по дисциплинам «Литология»,

«Петрофизика», «Геология нефти и газа», «Бурение нефтяных скважин», «Физика пласта».

В учебном пособии обозначены цели, задачи, представлено структурированное содержание дисциплины. Содержатся список рекомендуемой литературы, вопросы для проверки знаний при самостоятельной подготовке, а также методические рекомендации по выполнению и оформлению лабораторных работ. Освоение данной дисциплины позволяет углубить и закрепить теоретические знания и приобрести практические навыки по обработке промыслово-геофизических материалов.

В основу настоящего учебного пособия положены две монографии автора, учебные пособия, методические указания и курс лекций по дисциплинам «Промысловая геофизика», «Геофизические исследования скважин» и «Интерпретация данных ГИС на ЭВМ», прочитанных им в Пермском государственном университете им. А. М. Горького и в Пермском государственном техническом университете, учебники и публикации многих исследователей.

Настоящее пособие состоит из четырех частей и 16 глав.

В первой части (главы 1–4) приведены сведения об электрических, радиоактивных, упругих и других свойствах горных пород, изучаемых методами ГИС. Изложены теоретические основы методов ГИС и области их применения.

Во второй части (главы 5–10) изложены сведения о методах ГИС по изучению технического состояния скважин и промыслово-геофизическом оборудовании. Приведены данные о технологии измерений и обработке результатов ГИС, касающихся изучения качества цементирования скважин, определения мест притока и поглощений воды в скважине, технического состояния обсадных колонн, бурильных и насосно-компрессорных труб и т.п.

В третьей части (главы 11–14) изложены сведения о методах ГИС, связанных с контролем разработки нефтегазовых месторождений, рассмотрены процессы вытеснения нефти и газа из залежей УВ, изложены способы изучения эксплуатационных характеристик продуктивных пластов.

В четвертой части (главы 15–16) изложены сведения о геологическом истолковании результатов интерпретации данных ГИС и комплексной обработке промыслово-геофизических материалов для целей подсчета запасов УВ и геологического моделирования.

ЧАСТЬ I

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС в скважинных условиях изучают физические свойства горных пород. Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками. Они характеризуются определенным комплексом физических свойств: пористостью, проницаемостью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и др.

Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т.п. Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п. Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, полученная по результатам интерпретации материалов ГИС и содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологической характеристике каждого пласта, о наличии коллекторов, о характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода) и др. Окончательный результат геофизических исследований представляется не теми физическими свойствами, которые изучаются методами ГИС, а такими параметрами, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициент нефтегазонасыщения порового пространства. Оценка этих свойств и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация, в свою очередь, может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа и др.) [4, 5, 10].

Методы ГИС используются также при контроле технического состояния скважин и при исследовании действующих скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений. За последнее время широкое распространение получила интерпретация данных ГИС с помощью ЭВМ.

Глава 1

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ГИС

1.1. Электрические свойства горных пород

Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью σ или величиной, ей обратной – удельным электрическим сопротивлением ρ .

$$\rho = 1/\sigma = RS/L,$$

где R – полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом); S и L – площадь поперечного сечения (в м^2) и длина (в м) образца.

Из формулы следует, что величина ρ измеряется в ом-метрах. Удельное электрическое сопротивление в 1 Ом·м равно полному сопротивлению в Ом 1 м^3 породы с основанием 1 м^2 и высотой 1 м, измеренному перпендикулярно к плоскости куба. Удельное сопротивление горной породы определяется удельным сопротивлением твердой фазы, жидкостей и газов, насыщающих поровое пространство, их объемным соотношением, характером распределения в породе и температурой.

Удельное сопротивление твердой фазы пород зависит от ее минерала – логического состава и температуры. Минералы весьма разнообразны по своему удельному сопротивлению, которое изменяется в широких пределах (10^{-6} – 10^{15} Ом·м). Однако основные минералы, образующие скелетную часть твердой фазы осадочных пород (кварц, полевые шпаты, кальцит, слюды и др.), характеризуются удельным электрическим сопротивлением от 10^{10} до 10^{15} Ом·м и практически не проводят электрического тока [13, 27].

Присутствие в скелетной части твердой фазы полупроводящих минералов (графит, пирит, магнетит и др.) снижает ее удельное сопротивление в зависимости от их количественного содержания

и характера распределения. В природных условиях содержание в осадочных породах минералов повышенной электропроводности невелико и, как правило, не приводит к существенному изменению удельного сопротивления скелетной части. В связи с этим ее ρ принято считать практически бесконечным.

Пластовые поровые воды представляют собой растворы солей (электролиты) и относятся к классу ионных проводников. Их удельное сопротивление зависит от химического состава растворенных солей, концентрации и температуры. С увеличением общей концентрации солей удельное сопротивление растворов уменьшается. При этом электропроводность раствора приблизительно равна сумме электропроводностей, обусловленных каждой из солей в отдельности. В пластовых водах обычно преобладает содержание хлористого натрия, которое достигает 70–95 %. Если содержание других солей не превышает 10 %, то для практических целей удельное сопротивление пластовой воды оценивается по общей концентрации, приравненной к концентрации NaCl. Следует отметить, что удельное сопротивление водных растворов с увеличением температуры закономерно уменьшается.

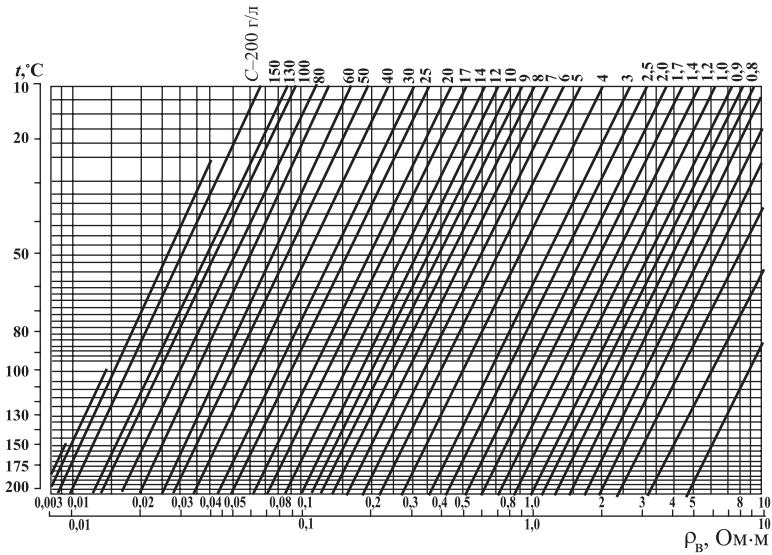


Рис. 1. Удельное сопротивление раствора NaCl при различной температуре

Для определения ρ_v обычно используется номограмма зависимости удельного сопротивления растворов NaCl от концентрации и температуры (рис. 1). Удельное сопротивление природных нефтей и газов во много раз превосходит уд. сопротивление пластовых вод и соизмеримо с ρ скелетной части твердой фазы пород. Практически электропроводность нефтей и газов принимается равной нулю.

1.1.1. Удельное сопротивление неглинистых пород

Горные породы проводят электрический ток в основном за счет наличия в их поровом пространстве водных растворов солей. В связи с этим удельное сопротивление неглинистой породы $\rho_{вп}$ гранулярного строения, поры которой полностью насыщены водой, зависит ρ_v этой породы, ее количества и характера распределения в породе, определяемых соответственно коэффициентом пористости $K_{п}$ и структурой порового пространства.

Для исключения влияния удельного сопротивления пластовой воды вместо $\rho_{вп}$ для водонасыщенных пород принято рассматривать величину

$$P_{п} = \rho_{вп} / \rho_v,$$

называемую относительным сопротивлением. Для чистых (неглинистых) пород $P_{п}$ не зависит от удельного сопротивления насыщающих вод, а связано с величиной пористости и структурой порового пространства. В связи с этим его называют также и параметром пористости.

В нефтегазонасыщенной породе нефть или газ, частично заменяя в поровом пространстве воду, повышают ее удельное сопротивление. В этих условиях $\rho_{нг}$ зависит от содержания в ее порах нефти, газа и воды, характера их распространения в поровом пространстве, минерализации пластовой воды, пористости и структуры порового пространства и т.п. Для полного или частичного исключения этих факторов, влияющих на величину $\rho_{нг}$, вместо него рассматривают отношение

$$P_{н} = \rho_{нг} / \rho_{вп} > 1,$$

где $\rho_{нг}$ – удельное сопротивление породы, поры которой заполнены нефтью (газом) и остаточной водой; $\rho_{вп}$ – удельное сопротивление той же породы при условии 100 %-ного заполнения ее пор водой.

Величина P_n показывает, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление породы, насыщенной нефтью или газом при частичном заполнении ее пор водой, и называется коэффициентом увеличения сопротивления.

Для неглинистых пород P_n зависит не только от степени их насыщения водой, но и от характера распределения в поровом пространстве воды, нефти и газа. В связи с этим величина P_n часто называется параметром насыщения. Между P_n и K_v существует обратная степенная зависимость.

Поскольку $K_v = 1 - K_{нг}$, где $K_{нг}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности), $P_n = 1/(1 - K_{нг})^n$.

1.1.2. Удельное сопротивление глинистых пород

Для глинистой водонасыщенной породы пропорциональность между ее удельным сопротивлением $\rho_{вп. гл}$ и удельным сопротивлением насыщающей воды ρ_v нарушается. Это связано с тем, что электропроводность такой породы определяется не только проводимостью воды, но и поверхностной проводимостью глинистых частиц, точнее, гидратационной пленки, покрывающей их поверхность. Поверхностная проводимость проявляется тем значительнее, чем выше глинистость породы и меньше минерализация насыщающей воды. Вследствие этого относительное сопротивление глинистых пород в отличие от неглинистых зависит не только от их пористости и структуры пор, но и от их глинистости и минерализации насыщающих вод. Относительное сопротивление глинистой породы, соответствующее насыщению высокоминерализованной водой, при которой поверхностная проводимость минимальна, называют предельным P_n .

1.1.3. Удельное сопротивление пород с трещинной и каверновой пористостью

Породы с трещинной и каверновой пористостью весьма разнообразны по составу и строению. Наряду с межзерновой (первичной) пористостью $K_{п.м}$ значительную роль играют поры вторичного происхождения $K_{п.вт}$ – трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания. Каверны (изолированные и полуизолированные пустоты) заметного влияния на удельное сопротивление пород не оказывают.

Наличие трещин, заполненных электролитом, вызывает существенное снижение сопротивления по сравнению со снижением сопротивления, обусловленным межзерновой пористостью такого же объема.

1.1.4. Электрохимическая активность горных пород

Электрохимические процессы, протекающие в горных породах, вызывают их поляризацию. К ним относятся диффузионно-адсорбционные, фильтрационные, окислительно-восстановительные процессы и процессы, связанные с действием внешнего электрического поля. В зависимости от фактора, вызывающего поляризацию, различают диффузионно-адсорбционную, фильтрационную, окислительно-восстановительную и вызванную электрохимической активностью пород.

1.2. Электрометоды исследования скважин

Электрические и магнитные методы исследования разрезов скважин включают модификации, основанные на изучении электромагнитных полей различной природы в горных породах. Электромагнитные поля делятся на естественные и искусственные. Естественные поля в земной коре обусловлены электрохимическими процессами, магнитотеллурическими токами и другими природными явлениями. Искусственные электромагнитные поля создаются в горных породах генераторами постоянного или переменного тока различной мощности и представляют собой непосредственный результат деятельности человека, направленной на изучение строения земной коры, поиски, разведку и разработку месторождений [4, 8, 10, 13].

Классификация электрометодов исследования скважин (рис. 2) основана на характере происхождения изучаемого электромагнитного поля и его изменении во времени – частоте.

По происхождению методы электрометрии делятся на две большие группы – методы естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте – методы постоянного, квазипостоянного и переменного поля. Среди методов переменного поля различают низко- и высокочастотные.

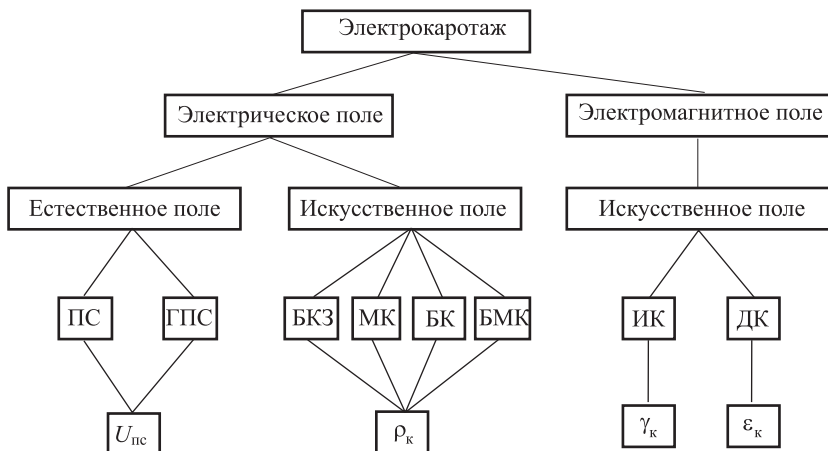


Рис. 2. Классификация электрических методов исследования скважин. Измеряемые величины: $U_{пс}$ – потенциал самопроизвольной поляризации; ρ_k – кажущееся удельное сопротивление; γ_k – кажущаяся удельная проводимость; ϵ_k – кажущаяся диэлектрическая проницаемость

Для изучения стационарных естественных электрических полей применяются методы потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС). Искусственные стационарные и квазистационарные электрические поля исследуются методами кажущегося сопротивления (КС), микронзондирования (МЗ), сопротивления заземления (БК и МБК), методами регистрации тока (ТМ) и потенциалов вызванной поляризации (ВП). Искусственные переменные электромагнитные поля изучаются индукционными (ИК), диэлектрическими (ДМ) и радиоволновыми методами.

1.2.1. Потенциал электрического поля

Для определения удельного сопротивления горных пород в скважине используется источник тока, создающий в окружающей среде электрическое поле. Допустим, что в неограниченную проводящую среду при помощи электродов A и B вводится ток, создающий в ней электрическое поле (рис. 3). Такое поле тождественно электрическому полю зарядов электродов A и B , помещенных в не-

проводящую среду. Разница заключается лишь в том, что в электрическом поле заряды неподвижны, а в проводящей среде они находятся в движении, непрерывно возобновляясь источником тока.

Электрическое поле характеризуется напряженностью E , которая является вектором, имеющим величину и направление. За единицу напряженности электрического поля принимается вольт на метр (В/м), т.е. напряженность электрического поля, при котором между точками, находящимися на расстоянии 1 м, вдоль линии напряженности поля (отражающей ее направление) создается разность потенциалов 1В. Под линией напряженности, называемой чаще силовой линией, подразумевают такую линию, в каждой точке которой вектор напряженности направлен по касательной к ней. Силовые линии соответствуют путям, вдоль которых должен был бы двигаться положительный заряд. При помощи этих линий можно наглядно изобразить силовое поле; при этом густота его линий выбирается пропорционально напряженности.

Работа, совершаемая силами электрического поля при перемещении единичного положительного заряда из некоторой точки в бесконечно удаленную, численно равна электрическому потенциалу данной точки (с обратным знаком). Потенциал есть величина скалярная и в каждой точке поля имеет вполне определенное значение, поэтому может служить характеристикой поля наравне с напряженностью E . За единицу электрического потенциала принимается вольт (В) – разность потенциалов между двумя точками при постоянном токе силой 1А, в котором затрачивается мощность 1 Вт.

Потенциал электрического поля представляет собой функцию, которая изменяется от точки к точке и убывает в направлении хода силовой линии. В каждом реальном случае можно выделить сово-

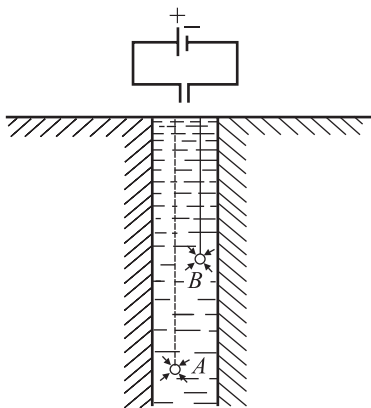


Рис. 3. Схема ввода тока в неограниченную проводящую среду с помощью заземлений (электродов) A и B

купность точек, потенциалы которых одинаковы. Геометрическое место точек постоянного потенциала называют эквипотенциальной поверхностью. Если путь перемещения заряда замкнут по эквипотенциальной поверхности, то работа электрических сил равна нулю. Известно, что потенциал точечного заряда e в точке, отстоящей от него на расстоянии r ,

$$U = e / r = E \cdot r.$$

Следовательно, эквипотенциальная поверхность с постоянным значением r есть сфера с центром в точечном заряде (рис. 4). Между напряженностью поля E и потенциалом U имеется определенная связь.

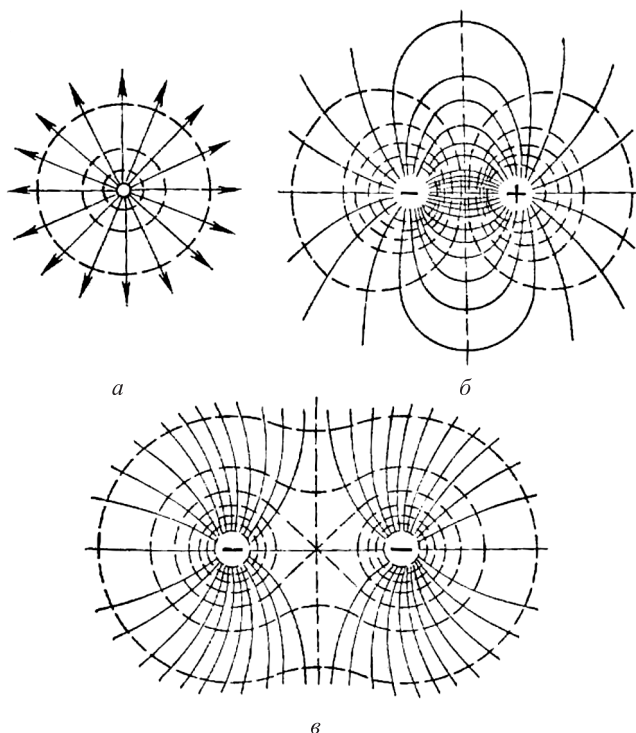


Рис. 4. Эквипотенциальные поверхности (пунктирные линии) и силовые линии (сплошные). *a* – точечный заряд; *б* – два разноименных численно равных заряда; *в* – два точечных одноименных заряда

Существование такой связи следует из того, что работу электрических сил можно выразить через напряженность и разность потенциалов точек поля.

Рассмотрим однородное электрическое поле напряженностью E (рис. 5, *a*).

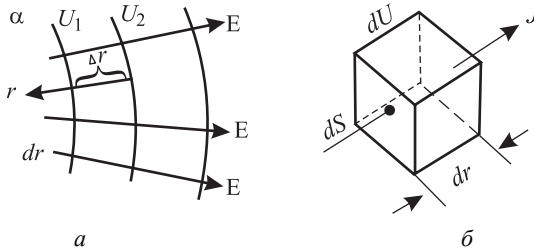


Рис. 5. Однородное электрическое поле напряженностью E (*a*) и элементарный объем среды (*б*) с удельным сопротивлением ρ , длиной dr и сечением dS . Δr – расстояние между эквипотенциальными поверхностями U_1 и U_2

Расстояние Δr между эквипотенциальными поверхностями U_1 и U_2 бесконечно мало, следовательно, на всем расстоянии между ними можно считать напряженность поля постоянной. Работа перемещения единичного заряда e на пути dr равна $E \cdot dr$. Эта же работа может быть выражена через разность потенциалов начала U_2 и конца U_1 с обратным знаком:

$$U_2 - U_1 = -E \cdot dr.$$

В неоднородном поле силовые линии не будут прямолинейными, а эквипотенциальные поверхности будут иметь сложную форму. Однако для бесконечно малых участков пространства можно пренебречь кривизной силовых линий и эквипотенциальных поверхностей и на основании предыдущих рассуждений записать

$$dU = -E \cdot dr ; E = -dU/dr .$$

Знак минус указывает, что напряженность E направлена в ту сторону, в которую действует сила на положительный заряд, т.е. в сторону убывания потенциала.

Величина dU/dr , характеризующая быстроту изменения потенциала при перемещении в направлении, перпендикулярном к эквипотенциальным поверхностям в сторону его увеличения, называется градиентом потенциала и обозначается $\text{grad } U$. Как видно из формулы, напряженность поля – это градиент потенциала с обратным знаком, т.е.

$$E = -\text{grad } U.$$

Сила тока I представляет собой физическую величину, измеряемую количеством электричества, перенесенного через данную площадку в единицу времени, независимо от того, в каком направлении и под каким углом к площадке движутся частицы, несущие заряды.

Для учета направления переноса зарядов вводится в рассмотрение вектор плотности тока j , который направлен в сторону положительных зарядов, т.е. в направлении вектора напряженности E . Под плотностью тока понимается количество электричества, протекающее в единицу времени через единичную площадку, перпендикулярную к направлению тока.

Если ток I равномерно распределен по площади S , перпендикулярной к его направлению, то величина плотности тока

$$j = I/S.$$

В общем случае плотность тока определяется отношением силы тока dI , протекающей через перпендикулярный к направлению тока элемент сечения среды, к площади dS этого элемента

$$j = dI / dS.$$

Распределение электрического поля в пространстве удовлетворяет двум основным законам: Ома и Кирхгофа, выраженным в дифференциальной форме. Для пояснения закона Ома выделим элементарный объем (рис. 7, б) среды с удельным сопротивлением ρ , длиной dr и сечением dS ; через сечение dS и перпендикулярно к нему проходит ток dI , образуя на концах падение потенциала dU . Сопротивление элементарного объема будет $dR = \rho(dr/dS)$, а падение потенциала на его концах $\Delta dU = dI \cdot dr/dS$ или $dI/dS = -1/\rho \cdot dU/dr$.

В итоге получаем

$$j = E/\rho.$$

Закон Ома в дифференциальной форме выражается так: плотность тока в каждой точке проводника равняется напряженности электрического поля в этой точке, деленной на удельное сопротивление вещества.

Физическая сущность первого закона Кирхгофа в дифференциальной форме заключается в том, что если какой-либо элемент объема не содержит источников, то сила тока, вытекающего в этот объем, равна силе тока, вытекающего из него. Этим выражается непрерывность потока токовых линий через любую замкнутую поверхность, не содержащую дополнительных источников тока. Если считать, что входящие и выходящие из данного объема токи имеют разные знаки, то алгебраическая сумма их равна нулю, т.е. эти токи по величине равны. Невыполнение этого условия привело бы к накоплению электрических зарядов в некоторых точках, что исключается.

Закон Кирхгофа в дифференциальной форме записывается в виде следующего уравнения:

$$\operatorname{div} j = 0 .$$

Рассмотрим электрическое поле в однородной изотропной среде. Предположим, что имеется такая среда с удельным сопротивлением ρ . Введем в нее электрод A , из которого вытекает ток силой I . Допустим, что размеры электрода A малы и его можно рассматривать как точечный, а второй электрод удален (теоретически в бесконечность) и не оказывает влияния на электрическое поле вблизи электрода A . При этих условиях линии тока, исходящие из точки A , будут прямыми, а эквипотенциальные поверхности – концентрическими сферами с центром в точке A . В пересечении с плоскостью чертежа эти сферы дают окружность с центром в точке A (рис. 6).

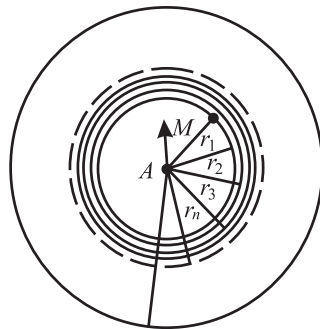


Рис. 6. Электрическое поле в однородной изотропной среде

Определим потенциал в точке M , расположенной на расстоянии r от источника тока A . Плотность тока j в точке M $j = I/4 \pi r^2$, так как если $E = \Delta dU/dr = j \cdot \rho$, то $\Delta dU/dr = \pi \cdot I/4\pi r^2$.

Поэтому потенциал в точке M

$$U_M = \frac{\rho \cdot I \cdot dr}{4\pi r} = \frac{\rho \cdot I}{4\pi r} + C.$$

Так как потенциал в бесконечности равен нулю, т.е. при $r = \infty$, $U = 0$, то постоянная интегрирования $C = 0$. Тогда выражение потенциала в точке M , созданного точечным электродом A , через который протекает ток I , в однородной изотропной среде с удельным сопротивлением ρ примет вид

$$U_M = \rho \cdot I / 4\pi r.$$

Легко видеть, что если поменять местами точки A и M , т.е. источник тока поместить в точку M и определять потенциал в точке A , то его величина выражается также с помощью этого же уравнения. Это положение справедливо и для неоднородной среды, оно находит важное практическое применение в электрическом каротаже и известно под названием принципа взаимности.

Так, например, если через токовые электроды A и B четырех-электродной установки $AMNB$ пропускать ток, то при помощи измерительных электродов M и N можно регистрировать разность потенциалов ΔU между двумя точками этого электрического поля.

Подставляя в формулу вместо r величины AM или AN , получаем потенциал в точке M

$$U_M = \rho \cdot I / 4\pi AM,$$

и потенциал в точке N

$$U_N = \rho \cdot I / 4\pi AN.$$

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

$$\Delta U = U_M - U_N = \rho \cdot I / 4\pi \cdot \frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} = \rho \cdot I / 4\pi \cdot \frac{(AN)}{AM \cdot AN},$$

где $AN - AM = MN$.

Тогда

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

По этой формуле можно вычислить удельное сопротивление однородной среды

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

Все величины, входящие в правую часть формулы, можно измерить и таким образом определить величину удельное сопротивления среды, что и является целью электрического каротажа по методу сопротивлений.

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

Приведем последнюю формулу к виду, в котором она обычно применяется в практике электрического каротажа. Для этого, полагая, что

$$\frac{4\pi AM \cdot AN}{MN} = K,$$

получим

$$\rho = K \frac{\Delta U}{I},$$

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

Это выражение справедливо для вычисления истинного удельного сопротивления изотропной и однородной среды. При каротаже мы имеем дело с неоднородной средой, и поэтому величина удельного сопротивления является условной (фиктивной) и названа кажущимся удельным сопротивлением (KC или ρ_k).

1.2.2. Электропроводность, удельное электрическое сопротивление и характеристика объекта исследования

Электропроводность горных пород не зависит от их минерального состава, так как удельное электрическое сопротивление основных породообразующих минералов (кварц, полевой шпат, ангидрит, галит) изменяется от 10^8 до 10^{15} Ом·м, что соответствует первоклассным изоляторам.

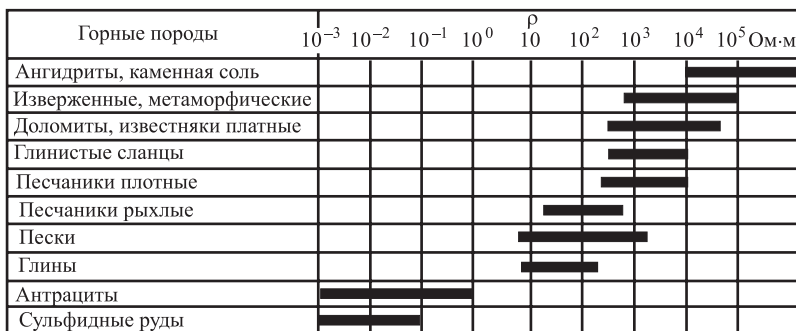


Рис. 7. Удельные электрические сопротивления некоторых горных пород

Проводимость основной группы осадочных горных пород (пески, песчаники, известняки, глины), минеральный скелет которых имеет практически бесконечное сопротивление, определяется лишь присутствием природной воды в порах породы (рис. 7). Уд. электрическое сопротивление воды на много порядков меньше сопротивления минерального скелета и изменяется от 10^{-2} до 10^1 Ом·м.

Проводящая фаза – поровая вода распределяется в породах поразному. В большинстве случаев она заполняет целиком все поровое пространство независимо от того, мала или велика общая пористость породы. Такие породы являются полностью водонасыщенными ($K_v = 100\%$). На глубине также встречаются породы, поры которых лишь частично заполнены водой. Это нефтеносные и газоносные пласты. Такие породы по удельному сопротивлению $\rho_{вп}$ в значительной мере отличаются от водонасыщенных (ρ_n), поскольку нефть и газ, как и скелет породы, являются изоляторами (удельное сопротивление их достигает 10^{16} Ом·м).

Пластовые или поровые воды представляют собой сложные растворы электролитов. Концентрация солей в природных водах весьма разнообразна и изменяется от единиц до 300 г/л. Удельное электрическое сопротивление ρ таких растворов тем ниже, чем выше концентрация солей c и температуры t . Для определения ρ_v пользуются экспериментальными графиками $\rho_v = f(c, t)$, полученными для растворов NaCl (см. рис. 1).

Буровые растворы, в свою очередь, представляют собой водную суспензию. Различают удельное сопротивление бурового раствора ρ_c и его фильтрата ρ_ϕ – той воды, в которой взвешены минеральные частички. Значение ρ_ϕ находится по удельному сопротивлению бурового раствора, зависящему от глинистых или других частиц, взвешенных в растворе.

Поскольку главные породообразующие минералы не являются проводниками электрического тока, проводимость горных пород обеспечивается только присутствующей в порах пластовой водой. Если все поровое пространство насыщено водой, удельное электрическое сопротивление породы $\rho_{вп}$ будет пропорционально удельному сопротивлению проводящего компонента ρ_v ; в то же время оно будет зависеть от объема этой воды, т.е. коэффициента пористости,

$$\rho_{вп} = P_n \cdot \rho_v,$$

где P_n – параметр пористости породы, зависящий от пористости K_n и типа порового пространства – извилистости поровых каналов или степени цементации породы. Экспериментально выведенная формула связи параметра пористости P_n с коэффициентом пористости K_n имеет вид $P_n = a / K_n^m$.

Удельное электрическое сопротивление породы, поровое пространство которой частично заполнено нефтью либо газом ($\rho_{нп}$), отличается от сопротивления этой же породы, насыщенной пластовой водой ($\rho_{вп}$), в P_n раз; величина P_n называется параметром насыщения. $P_n = \rho_{нп} / \rho_{вп} = \rho_{нп} / P_n \cdot \rho_v$. Параметр насыщения P_n зависит от коэффициента водонасыщенности K_v .

При проходке скважины различные горные породы, приведенные в контакт с буровым раствором, изменяются неодинаково. Плотные, монолитные, с минимальной пористостью породы не претерпевают изменения, и тогда буровой раствор контактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой

с частично нарушенной структурой пласта и как бы образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости.

Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины.

Изменение пласта-коллектора мощностью h , залегающего среди вмещающих пород с удельным сопротивлением $\rho_{\text{вм}}$ и обладающего значительными пористостью и проницаемостью, на контакте со скважиной (диаметром d_c) бывает наиболее существенным. Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт (рис. 8).

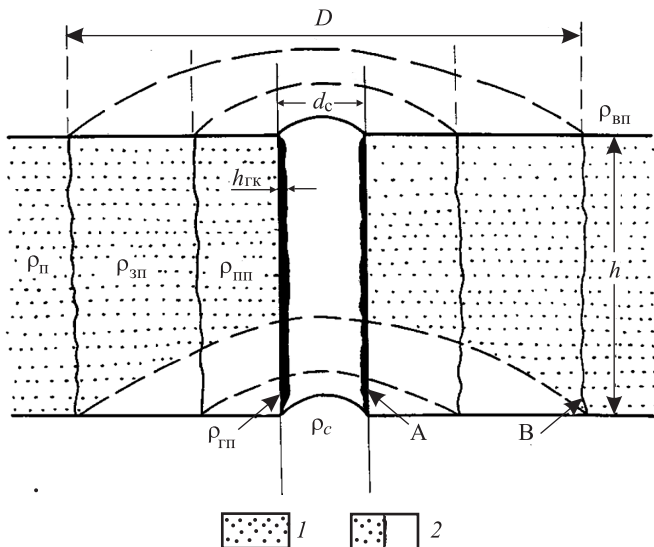


Рис. 8. Схема строения проницаемого пласта, вскрытого скважиной: 1 – коллектор, 2 – глинистая корка, А – стенка скважины, В – граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта, h – толщина пласта, $h_{\text{гк}}$ – толщина глинистой корки, d_c – диаметр скважины, D – диаметр зоны проникновения, $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{зп}}$, $\rho_{\text{пп}}$, $\rho_{\text{вм}}$, $\rho_{\text{гк}}$, $\rho_{\text{с}}$ – удельное сопротивление соответственно пласта, зоны проникновения, промытого пласта, вмещающей породы, глинистой корки и бурового раствора

При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка толщиной $h_{гк}$, с удельным сопротивлением $\rho_{гк}$, а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения диаметром D с удельным сопротивлением $\rho_{зп}$. Физические свойства в коллекторе при этом значительно изменяются. Неизменная часть пласта удельного сопротивления $\rho_{нп}$ или $\rho_{вп}$, где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, расположена достаточно далеко от стенки скважины. Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется промытым пластом; ее удельное сопротивление $\rho_{пп}$. Между промытой зоной и неизменной частями пласта расположена промежуточная зона, называемая зоной проникновения. В этой зоне пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора, а коэффициент нефте- или газонасыщения изменяется от минимального $K_{но}$ до максимального в неизменной части пласта (K_n) значения. Неоднородность пласта в радиальном направлении r называется радиальной характеристикой среды.

Для водоносных и продуктивных коллекторов отношение $\rho_{пп}/\rho_c$ контролируется в основном параметром пористости P_n . Это означает, что для реальных коллекторов при изменении пористости от 10 до 26 % удельное сопротивление промытой зоны пласта отличается от ρ_c в 8–100 раз. Когда коллекторы насыщены нефтью или газом, это отношение увеличивается пропорционально $P_{ппп}$ промытого пласта, т.е. в 1,5–2,5 раза. При переходе от зоны проникновения с предельным значением сопротивления $\rho_{пп}$ к водонасыщенному коллектору, удельное сопротивление падает за счет того, что фильтрат бурового раствора заменяется высокопроводящей минерализованной пластовой водой. Отношение $\rho_{пп}/\rho_{вп}$ в пределе должно равняться отношению $\rho_{ф}/\rho_{в}$. Для нефтеносного коллектора отношение $\rho_{пп}/\rho_{нп}$ контролируется произведением двух сомножителей $P_{ппп}/P_n$ и $\rho_{ф}/\rho_{в}$, первый из которых меньше, а второй – больше единицы.

В некоторых случаях при образовании зоны проникновения в продуктивном пласте происходит значительное осолонение вытесняющего нефть или газ фильтрата бурового раствора. Это приводит к образованию окаймляющей зоны низкого удельного сопротивления.

Коллекторы со сложной структурой порового пространства (трещинные, кавернозные) существенно отличаются от фильтрующих коллекторов с межзерновой пористостью. При вскрытии таких коллекторов трещинами и кавернами поглощается буровой раствор, а не его фильтрат, поэтому глинистая корка не образуется. Зона проникновения раствора и фильтрата в пласт обычно очень велика и не может быть зафиксирована.

1.2.3. Определение границ и толщин пластов потенциал- и градиент-зондами

Величина кажущегося удельного электрического сопротивления, определяющая форму кривой КС, зависит от мощности пласта, типа и размера зонда, его положения относительно границ пласта. На рис. 9 приведены кривые ГИС, полученные в результате экспериментальных и теоретических исследований для обычных зондов против однородных пластов ограниченной мощности и различного удельного сопротивления. Условно принято считать пласт мощным, если его размер превышает размеры зонда, если его толщина меньше или равна его размерам. Если удельное сопротивление пласта соответственно больше или меньше удельное сопротивление вмещающей среды, то пласт квалифицируется как пласт высокого или низкого сопротивления.

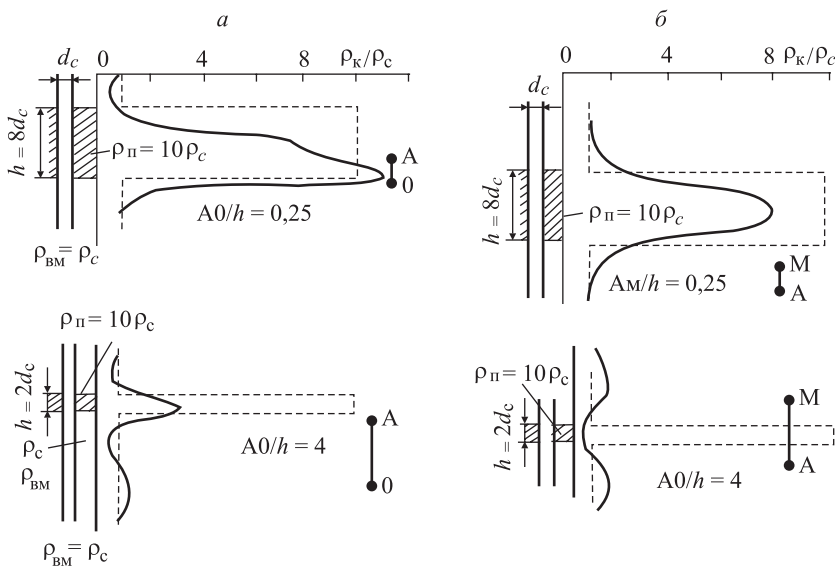
Градиент-зонд. Пласт высокого сопротивления. На кривой КС такой пласт отмечается асимметричным максимумом. При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта соответствует минимальному сопротивлению, а подошва – максимальному. В действительности для реального зонда граница подошвы пласта фиксируется ниже максимума на половину расстояния между сближенными электродами. Тонкому пласту соответствует максимум со слабо выраженной асимметрией. Кровля его находится против точки наиболее крутого подъема кривой, а подошва – несколько ниже максимума. Ниже подошвы пласта на длину зонда наблюдается повышение сопротивления, вызванное экраным максимумом (см. рис. 9, а, б).

Градиент-зонд. Пласт низкого сопротивления. Мощный пласт фиксируется на кривой сопротивления асимметричным минимумом. При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта приблизительно отмечается максимумом, а точнее – ниже

него на половину расстояния между сближенными электродами, подошва – минимумом. Для тонких пластов подошва на кривой КС фиксируется по переходу кривой сопротивления от пониженных значений к максимальным (рис. 9, в, г).

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

Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления. Мощный пласт отмечается на кривой КС максимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся симметрично относительно максимума, кровля – на половину длины зонда выше точки перехода от плавного к более крутому подъему кривой, а подошва – на ту же величину ниже этой точки. Тонкий пласт высокого сопротивления фиксируется снижением сопротивления: некоторое повышение последнего наблюдается выше кровли и ниже подошвы пласта на расстояниях, равных половине длины зонда из-за экранирующих явлений (рис. 9, б).



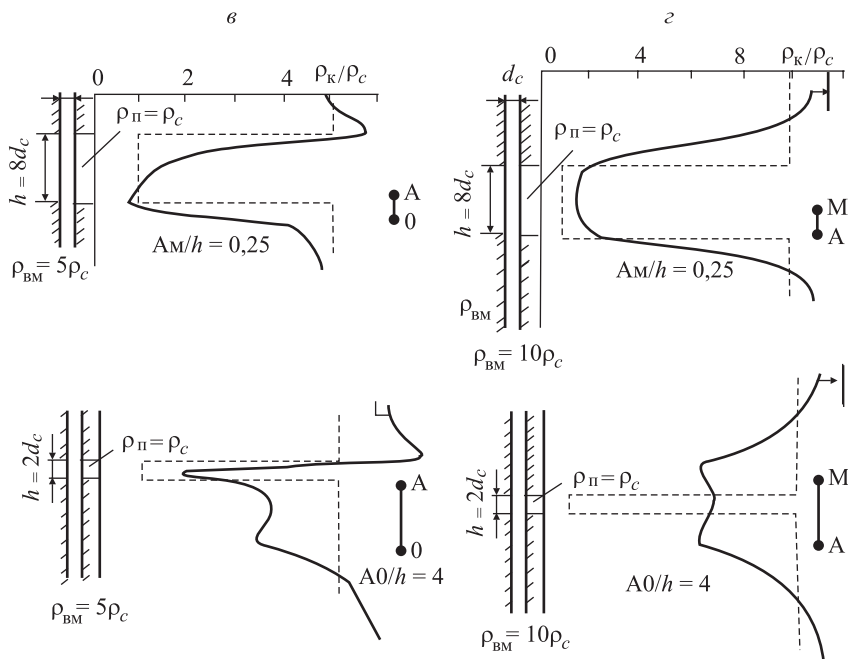


Рис. 9. Кривые сопротивления для однородного пласта с большим (*а, б*) и малым (*в, г*) сопротивлениями: *а, в* – подошвенный градиент-зонд; *б, г* – потенциал-зонд

Потенциал-зонд. Пласт низкого сопротивления. Такой пласт на кривой кажущегося сопротивления отмечается минимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся по точкам перехода от крутого спада к плавному пониженному участку кривой с учетом того, что эти точки смещены относительно кровли и подошвы на половину длины зонда. Таким образом, ширина минимума превышает толщину пласта на длину зонда. Выделение границ тонкого пласта малого сопротивления в этом случае затруднено (см. рис. 9, *г*).

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

кажущихся сопротивлений и должны учитываться при интерпретации кривых КС. Пример определения границ пластов высокого уд. сопротивления по фактическим кривым градиент- и потенциал-зондов приведен на рис. 10.

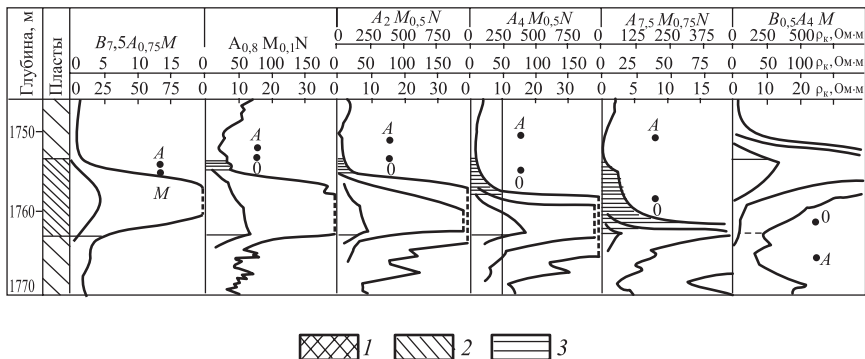
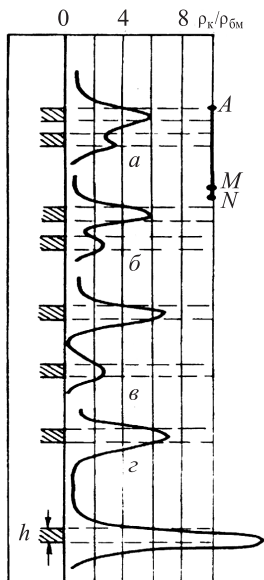


Рис. 10. Определение границ пластов высокого удельного сопротивления по диаграммам КС. Пласты: 1 – высокого сопротивления, 2 – низкого сопротивления, 3 – интервалы экранирования



На измерения градиент-зондом значительное влияние оказывает соседний пласт высокого сопротивления, расположенный со стороны удаленного электрода. Если расстояние между серединами соседних пластов больше длины зонда, то происходит повышение кажущихся сопротивлений, а если меньше – понижение по сравнению с теми, которые наблюдались бы в случае одиночного пласта (рис. 11).

Рис. 11. Кривые сопротивления для двух пластов, мощность которых меньше длины зонда h , записанные подошвенным градиент-зондом ($\rho_n = 10 \rho_c$; $\rho_{вм} = \rho_c$). Мощность прослоя малого сопротивления для а – в соответственно h ; $1,5h$; $4h$ (занижающее экранирование); г – $8h$ (завышающее экранирование); $AM = 7,5h$; $MN = h$

Кажущееся удельное сопротивление различно против разных точек пласта. Для определения истинного удельного сопротивления необходимо выбрать наиболее характерные (существенные) значения КС, за которые принято считать среднее $\rho_{к\text{ ср.}}$, максимальное $\rho_{к\text{ max}}$ или минимальное $\rho_{к\text{ min}}$ и оптимальное $\rho_{к\text{ опт.}}$ (рис. 12). Среднее значение КС соответствует отношению площади, ограниченной нулевой линией диаграммы и кривой КС против пласта, к его мощности. На практике визуально проводится линия, параллельная нулевой и отсекающая прямоугольник с основанием у нулевой линии, равной мощности пласта. Если площадь полученного прямоугольника равновелика искомой, то высота его соответствует среднему значению КС.

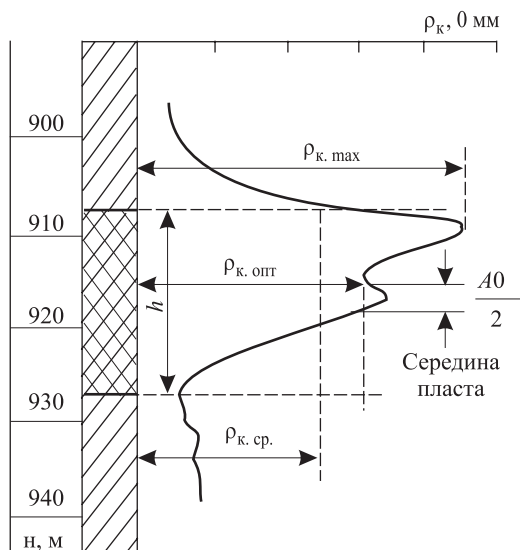


Рис. 12. Пример отсчета среднего, максимального и оптимального сопротивлений кровельного градиент-зонда

Максимальные и минимальные значения КС (экстремальные сопротивления) отсчитывают для пластов, удельного сопротивления которых соответственно больше или меньше, чем у вмещающих пород.

По кривой сопротивления, полученной потенциал-зондом, максимальные и минимальные значения КС отсчитывают против средней части пласта. По кривым КС, полученным кровельным и подошвенным градиент-зондами, максимальное значение сопротивления отсчитывают соответственно в кровле пласта и его подошве, а минимальное – у границы пласта, расположенной со стороны удаленного электрода.

Оптимальное значение КС наиболее близко к истинному сопротивлению пласта. Оно соответствует величине ρ_k в точке, расположенной выше или ниже середины пласта приблизительно на половине длины зонда при использовании соответственно кровельного или подошвенного градиент-зонда. Величина кажущегося удельного сопротивления пласта конечной мощности зависит от его сопротивления, типа зонда, соотношения длины зонда и толщины пласта. Для пласта высокого сопротивления наибольший интерес представляют средние и максимальные величины ρ_k , измеренные градиент-зондом, и максимальные – потенциал-зондом.

Фактические кривые сопротивления, записанные в скважине, имеют более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях, из-за неоднородности пласта и вмещающих пород, изменением d_c и зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, угла наклона между осью скважины и плоскостью напластования.

1.2.4. Определение удельного сопротивления пластов горных пород с помощью палеток БКЗ

Результаты расчета кажущегося удельного сопротивления для пласта неограниченной мощности (Л. М. Альпин, С. Г. Комаров) представлены в виде кривых, выражающих зависимость ρ_k от различных определяющих его параметров:

- для непроницаемого пласта – от удельных сопротивлений пласта ρ_p и промывочной жидкости ρ_c , диаметра скважины d и длины зонда L_z ;

- для проницаемого пласта при наличии зоны проникновения, кроме перечисленных параметров, – от удельного сопротивления зоны проникновения ρ_{zp} и ее диаметра D .

Эти кривые называются кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ). Такие кривые, сгруппированные по определенному признаку (двухслойные, трехслойные) и выражающие зависимость

ρ_k/ρ_c от L_3/d_c для пласта неограниченной мощности, называются палетками БКЗ. Различают кривые БКЗ двух основных типов – двухслойные и трехслойные.

Двухслойные кривые БКЗ (рис. 13) рассчитаны для условий, когда проникновение промывочной жидкости в пласт отсутствует. При этом возможны такие случаи:

- сопротивление промывочной жидкости, заполняющей скважину, меньше сопротивления пласта ($\rho_c < \rho_n$);
- сопротивление жидкости больше сопротивления пласта ($\rho_c > \rho_n$).

Двухслойные расчетные кривые БКЗ сгруппированы в палетки, обозначаемые БКЗ-1А (при $\rho_n > \rho_c$) и БКЗ-1Б (при $\rho_n < \rho_c$). Как видно на рис. 13, кривые палетки БКЗ-1А в своей правой части асимптотически приближаются к значениям удельного сопротивления пласта. Изображенная на палетках кривая А характеризует геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ с их правыми асимптотами, кривая В – геометрическое место точек (максимумов и минимумов) кривых. Двухслойные кривые БКЗ обозначают одним относительным параметром ρ_n/ρ_c , который называется модулем кривой БКЗ и является ее шифром.

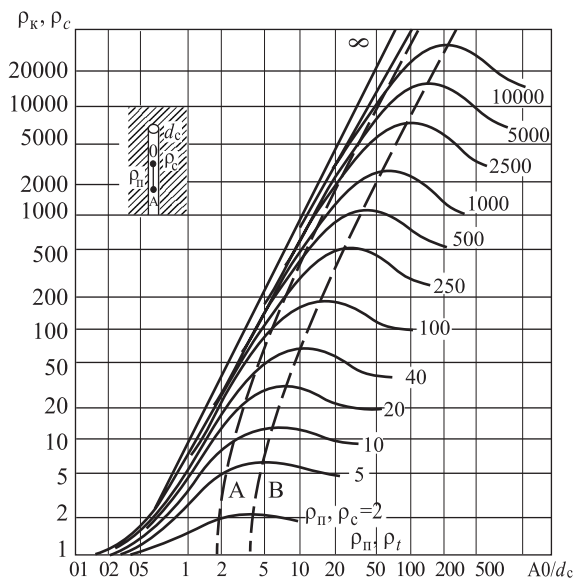


Рис. 13. Палетка БКЗ-1А для градиент-зондов при $\rho_c < \rho_n$.

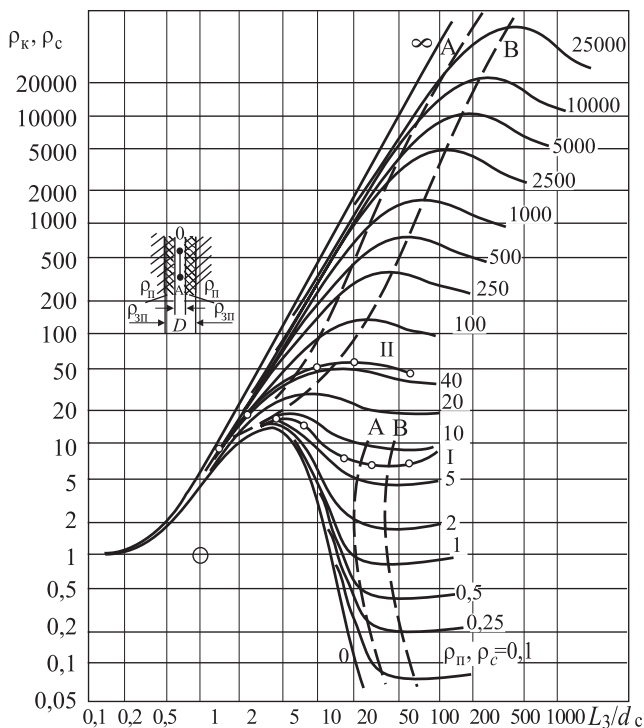


Рис. 14. Палетка БКЗ-420 для градиент-зондов (по Л. М. Альпину, С. Г. Комарову)

Трехслойные кривые БКЗ рассчитаны для случая проникновения промывочной жидкости в пласт. При этом в примыкающей к скважине части пласта образуется зона проникновения, условно принимаемая за цилиндрическую, диаметром D и удельным сопротивлением $\rho_{зп}$ с промежуточным значением между ρ_c и неизменной части пласта $\rho_п$.

Трехслойные кривые БКЗ определяются пятью параметрами $\rho_п$, $\rho_{зп}$, ρ_c , D и d_c . Но в связи с тем, что кривые БКЗ строятся в двойном логарифмическом масштабе на специальных прозрачных бланках, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров: $\rho_{зп}/\rho_c$, D/d_c и $\rho_п/\rho_c$.

При проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт возможны два случая: снижение удельного сопротивления (понижающее проникновение) и, наоборот, увеличение его сопротивления (повышающее проникновение).

Принадлежность кривой БКЗ к повышающему либо понижающему проникновению промывочной жидкости определяется величиной $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$. Если $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}} < 1$, то наблюдается повышающее проникновение, при $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}} > 1$ – понижающее.

Обычно на одну и ту же палетку наносят кривые, соответствующие повышающему и понижающему проникновению фильтра промывочной жидкости. Каждая кривая на трехслойной палетке БКЗ изображает зависимость $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{с}}$ от относительного размера зонда $L_{\text{з}}/d_{\text{с}}$ при заданных параметрах $D/d_{\text{с}}$, $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$, из которых первые два отражают шифр палетки, а третий – шифр кривой. Например, палетка БКЗ с шифром 4/20 означает, что на ней представлен набор кривых зависимости $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{с}}$ от $L_{\text{з}}/d_{\text{с}}$ при $D/d_{\text{с}} = 4$ и $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}} = 20$ (рис. 14).

При повышающем проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт удовлетворяется условие $\rho_{\text{с}} < \rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$, при понижающем $\rho_{\text{с}} < \rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$.

Боковое каротажное зондирование проводят для определения истинного удельного сопротивления пластов и выявления проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт.

На практике БКЗ проводят градиент-зондами, размеры которых соответствуют 1–30 диаметрам скважины (рис. 15). Для равномерного расположения точек на бумаге с логарифмическим масштабом увеличение размеров зонда производится по геометрической прогрессии с показателем 2 или 2,5.

При проведении БКЗ наиболее часто используются подошвенные или кровельные градиент-зонды длиной 0,45 (0,65); 1,05; 2,25; 4,25 и 8 м.

Один из зондов БКЗ соответствует стандартному зонду для данного района (в Пермском крае – 2-метровый). В интервале проведения БКЗ необходимо определять удельное сопротивление с резистивиметром и диаметр скважины – каверномером, а также проводить измерение микрозондами.

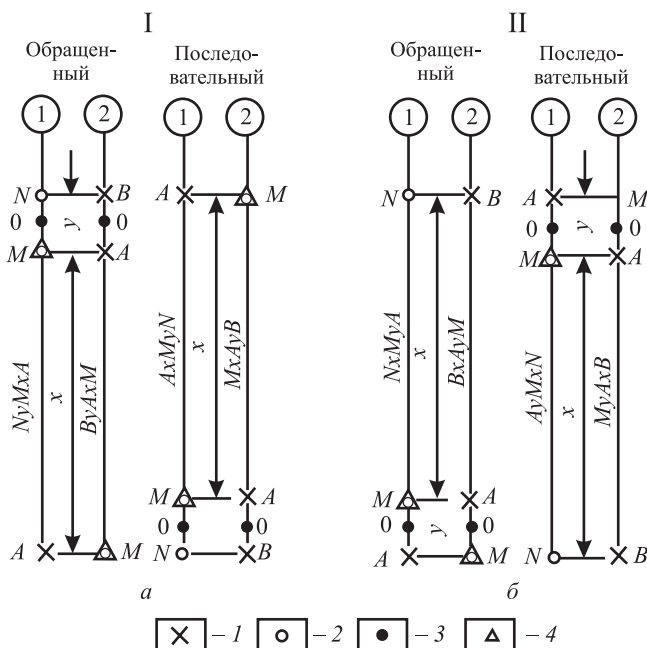


Рис. 15. Типы зондов. I – кровельный, II – подошвенный; 1 – токовые электроды (A, B); 2 – измерительные электроды (M, N); 3 – точка записи КС; 4 – точка записи ПС

Обработка диаграмм БКЗ заключается в выделении пластов, отсчете существенных значений кажущихся сопротивлений против них и построении кривых зависимости КС от размера зонда, кривых зондирования, $\rho_k = f(AO)$.

Выделение пластов и уточнение их границ производят по совокупности всех кривых КС, полученных зондами различной длины, с использованием диаграмм ПС, микрозондов и кавернограммы.

Для пластов большой мощности целесообразнее строить кривые зондирования по средним или оптимальным значениям КС (см. рис. 12). Для пластов средней мощности высокого сопротивления ($6 < h < 20$ м) используют средние и максимальные значения, а иногда для уточнения и оптимальные значения КС. Последние могут быть отсчитаны для зондов, размеры которых не превышают 0,8 мощности пласта. Для пластов малой мощности высокого сопротивления ($h < 6$ м) строят экстремальные кривые зондирования.

Кривая зондирования, построенная по средним значениям кажущихся удельных сопротивлений, называется средней по экстремальным – экстремальной, а по оптимальным – оптимальной кривой зондирования. Кривая зависимости КС от длины зонда при бесконечной мощности пласта называется кривой БКЗ. Различают теоретические или расчетные и фактические кривые БКЗ.

Теоретическими называют кривые, построенные на основании расчетных данных при помощи сеточного моделирования или графоаналитическим методом (см. рис. 13, 14). Фактическими называются кривые зондирования, построенные по средним или оптимальным значениям КС, отсчитанным на каротажных диаграммах против однородных пластов большой мощности ($h > 15\text{--}20$ м). Такие пласты приравниваются к пластам неограниченной мощности, и кривые зондирования для них соответствуют кривым БКЗ и интерпретируются путем непосредственного их сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

В действительности однородные пласты большой мощности встречаются редко, преобладающее большинство пластов в разрезе имеет средние и малые мощности. В связи с этим кривые зондирования отличаются от кривых БКЗ и интерпретация их не может быть осуществлена путем непосредственного сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

Для интерпретации БКЗ пластов средней мощности используют фактические кривые БКЗ, построенные по специальной методике (С. Г. Комаров). Эти кривые отражают зависимость $\rho_k = f(AO)$ для пластов, аналогичных по удельному сопротивлению исследуемому, но неограниченной мощности.

Для интерпретации кривых БКЗ в пластах небольшой мощности, сопротивление которых превышает сопротивление вмещающих пород, применяют теоретические максимальные и экстремальные кривые зондирования – палетки ЭКЗ.

При интерпретации БКЗ фактическую или экстремальную кривую зондирования сравнивают с теоретическими, среди которых находят кривую, соответствующую интерпретируемой. Это позволяет считать, что интерпретируемая кривая имеет те же параметры, что и теоретическая. На основании этого определяют удельное со-

противление пласта и оценивают наличие или отсутствие проникновения промывочной жидкости в пласт, а при благоприятных условиях устанавливают глубину ее проникновения. Полученную фактическую кривую БКЗ сопоставляют вначале с кривыми двухслойной палетки БКЗ-1 (рис. 16).

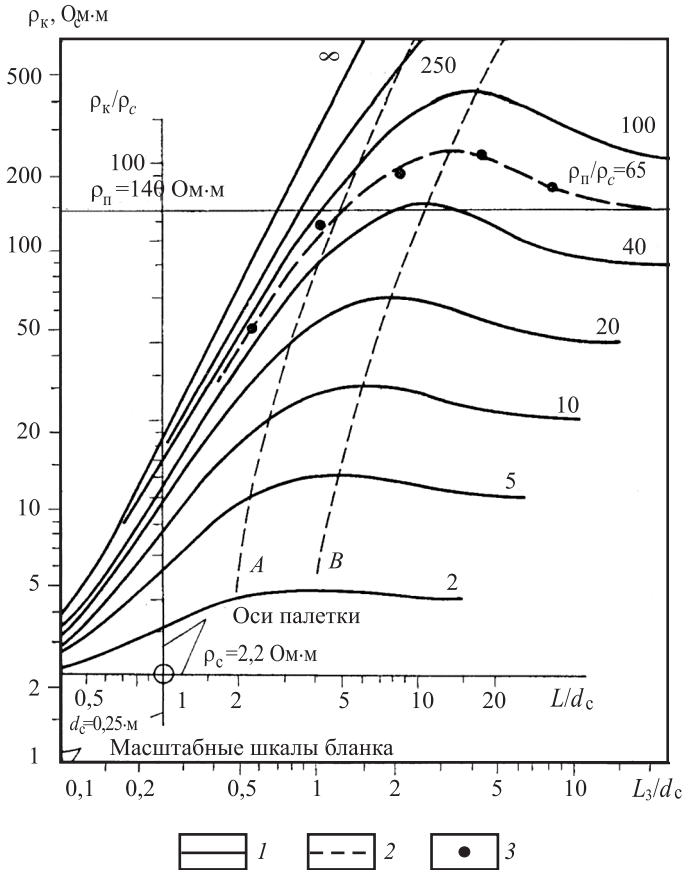


Рис. 16. Пример совмещения фактической двухслойной кривой БКЗ с палеткой БКЗ-1А: 1 – палеточная кривая; 2 – фактическая кривая БКЗ; 3 – существенные значения ρ_k

При этом бланк с фактической кривой БКЗ накладывают на палетку так, чтобы начала координат осей кривой и палетки совпадали. Если при этом фактическая кривая совмещается с одной из палеточных кривых или укладывается между двумя соседними расчетными кривыми БКЗ, повторяя их форму, то в пласте нет проникновения промывочной жидкости и фактическая кривая БКЗ является двухслойной. Уд. сопротивление такого пласта определяется в точке пересечения фактической кривой БКЗ и кривой *A* палетки.

Если же фактическая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных кривых БКЗ, то следует предположить наличие проникновения (понижающего или повышающего) промывочной жидкости в пласт. Кривая, соответствующая повышающему проникновению, отмечается крутым спадом после максимума. В случае понижающего проникновения фактические кривые БКЗ с увеличением размера зондов пересекают двухслойные расчетные кривые, переходя от кривых с меньшими значениями к кривым с большими величинами удельных сопротивлений.

Неблагоприятными условиями для использования БКЗ являются: неоднородность разреза (тонкое переслаивание прослоев различного сопротивления), очень высокое или очень низкое удельное сопротивление пород, малое сопротивление промывочной жидкости (соленые растворы). В этих случаях для определения ρ_n наиболее часто используют методы бокового и индукционного каротажа.

1.2.5. Метод микрозондов (микрокаротаж)

Микрокаротаж предназначен для выделения очень тонких пластов и исследования пород на небольшую глубину, и поэтому размеры микроустановок должны быть меньше диаметра скважины. Чтобы скважина, заполненная буровым раствором, имеющим достаточно низкое сопротивление по сравнению с породой, не оказывала сглаживающего влияния на результаты измерений, электроды микрозондов размещают на башмаке, который прижимается к стенке скважины рессорной пружиной (рис. 17).

Поскольку размеры микрозондов малы, сфера исследования их ограничивается частью пласта (промытой зоной), непосредственно прилегающей к стенке скважины. Микрозонды применяют в двух

вариантах: в виде трехэлектродных нефокусированных стандартных зондов и зондов с радиальной фокусировкой (экранированные микрозонды). В первом случае на изолирующей пластине (башмаке) размещают три электрода на расстоянии 25 мм один от другого.

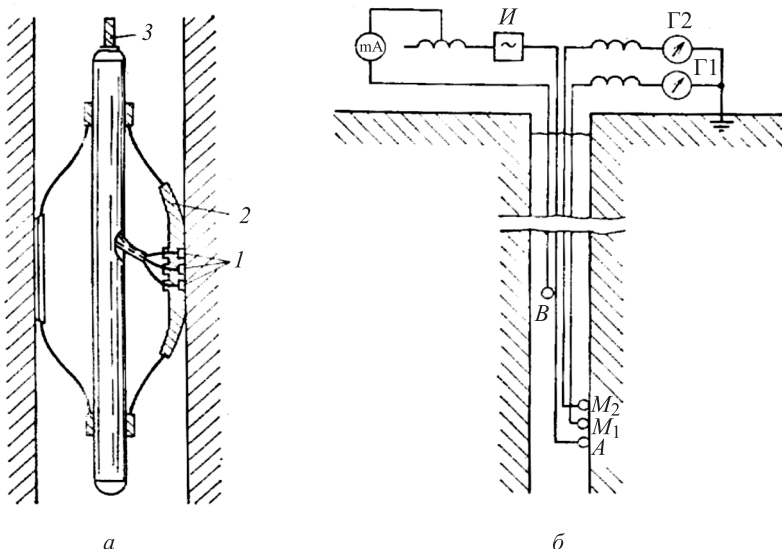


Рис. 17. Принципиальная схема измерений микрозондами: *а* – общий вид микрозонда: 1 – электроды, 2 – башмак, 3 – кабель; *б* – схема записи: Г1, Г2 – приборы для регистрации кривых

Их используют для одновременной регистрации диаграмм двух зондов (рис. 18) микроградиент-зонда (МГЗ) $A_{0,025} M_{0,025} Nc$ размером $AO = 37$ мм и микропотенциал-зонда (МПЗ) $A_{0,05} M$ с $AM = 50$ мм. Регистрируемое микрозондом кажущееся сопротивление вычисляется по формуле $\rho = K (\Delta U / I)$, а коэффициент микрозонда K определяется экспериментально. Радиус исследования для МГЗ равен его длине (примерно 4 см), а для МПЗ – удвоенной длине зонда (10–12 см).

По диаграммам МГЗ и МПЗ выделяются породы трех типов (см. рис. 18). Типы пород определяются характером контакта башмака микрозонда с породой, что, в свою очередь, зависит от состояния стенки скважины.

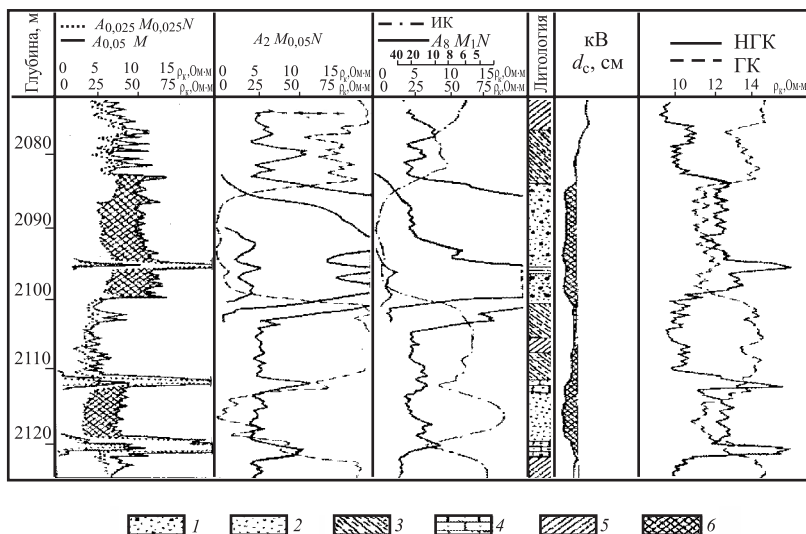


Рис. 18. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по комплексу ГИС: 1 – коллектор нефтеносный, 2 – коллектор водоносный, 3 – алевролит глинистый, 4 – песчаник плотный, 5 – аргиллит, 6 – участки диаграмм, соответствующие коллектору

К породам первого типа относятся фильтрующие коллекторы, имеющие межзерновую пористость (пески, песчаники, проницаемые карбонатные породы и т.п.). Малым зондом (МГЗ) исследуют в основном глинистую корку, выстилающую стенку скважины в интервале коллектора. Зондом с большим радиусом исследования (МПЗ) изучают не только глинистую корку, но и часть коллектора, расположенную за ней (промытую зону с уд. сопротивлением $\rho_{пп}$). Поскольку $\rho_{гк} < \rho_{пп}$, показания МГЗ меньше показаний МПЗ. Такое превышение сопротивления получило название положительного приращения и характерно для проницаемых пластов.

Вторая разновидность пород, выделяемая по кривым МЗ, – это плотные породы, которые не изменяются при контакте с буровым раствором и диаметр скважины d_c в них остается равным номинальному $d_{ном}$. За счет шероховатости стенки скважины и, следовательно, неравномерного контакта зонда с породой диаграммы микрозондов в этих интервалах чрезвычайно изрезаны при общем достаточно высоком уровне показаний.

К третьему типу относятся глины, которые набухают и размываются при контакте с буровым раствором, образуя значительное увеличение диаметра скважины. Показания МПЗ и МГЗ в этих интервалах практически совпадают и равны сопротивлению бурового раствора.

Границы пластов уверенно выделяются по кривым МЗ по наиболее крутому подъему кривых. Диаграммы экранированных микронзондов (см. ниже метод МБК) также позволяют выделять границы пластов с большой точностью.

Для оценки удельного сопротивления проницаемой части пласта (промытой зоны $\rho_{\text{пп}}$) по результатам измерений МЗ используются специальные палетки, которые составлены на основании модельных расчетов.

Резистивиметрия скважин и определение ρ_c по палеткам БКЗ. Под резистивиметрией понимают измерение удельного электрического сопротивления жидкости ρ_c , заполняющей скважину, с помощью скважинного резистивиметра. Значения сопротивления промывочной жидкости необходимы при вычислении истинных уд. сопротивлений пород на основании кажущихся.

Сопротивление жидкости замеряют и при определении места притока воды в скважину (см. главу 12). Поскольку удельное сопротивление ρ_c сильно зависит от температуры, измерение удельного сопротивления сопровождается измерением температуры жидкости.

Скважинный резистивиметр представляет собой обычный каротажный зонд малых размеров (расстояние между электродами 2–3 см). Электродная установка резистивиметра в наиболее простом случае помещается в трубу из изолирующего материала с открытыми торцами, по внутренней поверхности которой расположены три кольцевых электрода A , M и N , образующих однополюсный градиент-зонд.

При перемещении резистивиметра по скважине жидкость свободно циркулирует через трубу, которая служит изолирующим экраном, исключаяющим влияние среды за пределами определенного объема жидкости (стенки скважины, обсадной колонны). Измерения резистивиметром выполняют по схеме, аналогичной замеру при

обычном электрическом каротаже методом сопротивления. Для более точного определения сопротивления бурового раствора ρ_c используют данные электрзондирования (БКЗ). Для этого в разрезе выбирают пласт, для которого кривая зондирования является заведомо двухслойной (плотная порода). Желательно, чтобы мощность такого пласта была велика ($h/d_c > 16$) и сопротивление существенно отличалось от сопротивления бурового раствора.

На бланк, где построена кривая этого пласта, наносят линию диаметра скважины, которую затем совмещают с линией диаметра двухслойной палетки. Бланк перемещают вверх или вниз относительно оси ординат палетки до тех пор, пока точки интерпретируемой кривой не согласуются с кривыми двухслойной палетки. При фиксированном положении кривой на бланке определяют положение ее левой и правой асимптот ($\rho_k = \rho_c$ и $\rho_k = \rho_n$). Величину $\rho_k = \rho_c$ дает крест палетки, перенесенный на бланк, а $\rho_k = \rho_n$ определяется как точка пересечения интерпретируемой кривой с кривой A . Аналогично для определения ρ_c по данным БКЗ могут быть использованы палетки ЭКЗ, если кривые кажущегося сопротивления данного пласта ограниченной мощности не искажены экранированием.

1.2.6. Диаграммы экранированных зондов

Боковой каротаж (БК). Под боковым каротажом понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Он является разновидностью каротажа по методу сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле является управляемым. Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродными (семь, девять электродов) и трехэлектродными зондами (рис. 19).

Трехэлектродный зонд (БК-3) состоит из трех электродов удлиненной формы. Центральный (основной) электрод A_0 и расположенные симметрично ему два экранирующих A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды пропускают ток, который регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов поддерживались одинаковыми. Это достигается путем соединения

основного электрода A) с экранными через малое сопротивление ($r = 0,01 \text{ Ом}$), которое используется также для измерения силы тока через центральный электрод. Такой зонд можно рассматривать как единое проводящее тело, в котором потенциалы всех электродов равны ($U_{A_1} = U_{A_0} = U_{A_2}$), а токовые линии основного электрода вблизи зонда перпендикулярны к его оси.

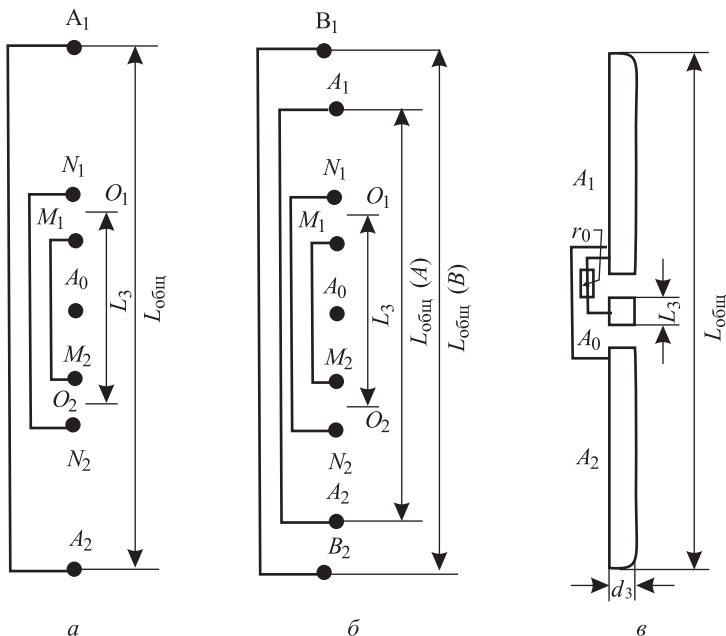


Рис. 19. Схемы зондов бокового каротажа. Зонды: a – семиэлектродный (БК-7), $б$ – девятиэлектродный псевдобокс (ПБК), $в$ – трехэлектродный (БК-3)

Кажущееся удельное сопротивление определяется по разности потенциалов $\Delta U_{\text{кс}}$ между электродами A_0 и N , расположенными в удалении, и рассчитывается по формуле $\rho = K(\Delta U/I)$. Результат измерения зондом БК относят к середине электрода A_0 . Записывая изменение $\Delta U_{\text{кс}}$ и поддерживая силу тока I_0 в основном электроде постоянной, получают кривую КС. Коэффициент трехэлектродного зонда определяют в однородной среде с удельным сопротивлением

$\rho_{\text{п}}$, считая $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{п}}$. Характерными для него константами являются длина зонда L_3 , соответствующая расстоянию между серединами изолированных интервалов (приблизительно длине основного электрода A_0), общая длина зонда $L_{\text{общ}}$ и его диаметр d_3 .

В трехэлектродном зонде ток, вытекающий из A_0 , вследствие экранирования собирается в почти горизонтальный слой, имеющий форму диска, толщина которого приблизительно равна L_3 (рис. 20).

Семиэлектродный зонд состоит из центрального электрода A_0 , двух пар измерительных M_1, M_2, N_1, N_2 и одной пары токовых экранированных электродов A_1 и A_2 . Электроды каждой пары соединены между собой и симметрично расположены относительно электрода A_0 . Через последний пропускают ток силы I_0 , который поддерживается постоянным в процессе регистрации. Через экранные электроды A_1 и A_2 протекает ток I_3 той же полярности, но такой силы, чтобы разность потенциалов между электродами M_1 и N_1 или M_2 и N_2 равнялась нулю. Замеряют падение потенциала одного из измерительных электродов M_1, M_2 или N_1, N_2 относительно электрода N , удаленного на значительное расстояние от токовых электродов, чтобы избежать влияния их электрического поля. Выносить электрод N на поверхность нежелательно из-за индуктивных помех.

Результат измерений зондом БК относят к точке A_0 . За длину зонда L_3 принимают расстояние между серединами интервалов $M_1 N_1$ и $M_2 N_2$ (точками O_1 и O_2). Расстояние между экранирующими электродами A_1, A_2 называют общим размером зонда $L_{\text{общ}}$. Кроме того, для характеристики зонда введено понятие параметр фокусировки $q = (L_{\text{общ}} - L_3)/L_3$.

Кажущееся удельное сопротивление пород находят по данным замера разности потенциалов $\Delta U_{\text{кс}}$ и силы тока I_0 через основной электрод A_0 . Для определения коэффициента зонда K исходят из известного положения, что в однородной и изотропной среде измеренное сопротивление соответствует истинному. При боковом каротаже благодаря наличию экранных электродов A_1 и A_2 токовые линии распространяются горизонтально в пределах слоя толщиной, равной приблизительно длине зонда (O_1, O_2).

Разность потенциалов между электродами $M_1 N_1$ и $M_2 N_2$ равна нулю, следовательно, сила тока вдоль оси скважины на этом интер-

вале также равна нулю. Дело обстоит так, как будто скважина и прилегающие к ней участки пласта выше и ниже электрода A_0 заменены пробками из изолирующего материала. Напряжение $\Delta U_{\text{КС}}$, измеряемое зондом БК, представляет собой падение потенциала от скважины до удаленной точки по пласту. В связи с этим $\rho_{\text{к}}$ зависит в основном от удельного сопротивления пород; влияние скважины и вмещающей среды на результаты измерений при БК снижается. Величины КС, зарегистрированные при БК, более близки к истинным значениям $\rho_{\text{п}}$ по сравнению с КС, замеренными обычными зондами.

На рис. 20 дано схематическое изображение распределения токовых линий из электрода A_0 , расположенного против пласта высокого сопротивления при обычном методе КС (а) и БК (б).

Глубина исследования при боковом каротаже тем больше, чем больше расстояние между экранными электродами A_1 и A_2 . БК имеет преимущества перед обычными электродондами – даже тонкий пласт при неблагоприятных условиях ($\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}=1000$) четко выделяется на кривой БК и слабо выражен на кривых нефокусированных потенциал- и градиент-зондов.

Девятиэлектродный зонд псевдобокового каротажа (ПБК) обладает малой глубинностью исследования и применяется для изучения зоны пласта, прилегающей к скважине. Это семиэлектродный зонд, на внешней стороне которого находятся два обратных токовых электрода B_1 и B_2 , симметрично расположенных относительно центрального A_0 (см. рис. 19, б). Через электроды B_1 и B_2 замыкается цепь тока I_0 и I_3 . В результате токовые линии от центрального электрода A_0 не текут в глубь пласта, а растекаются в непосредственной близости от скважины (слой токовых линий I_0 с удалением от скважины быстро расширяется). На этом участке происходит значительное падение потенциала, характеризуя в основном уд. сопротивление пласта, прилегающего к скважине.

Аппаратура АБКТ для трехэлектродного бокового каротажа является комплексной и помимо БК дает возможность проводить обычный электрический каротаж комплектом зондов БКЗ.

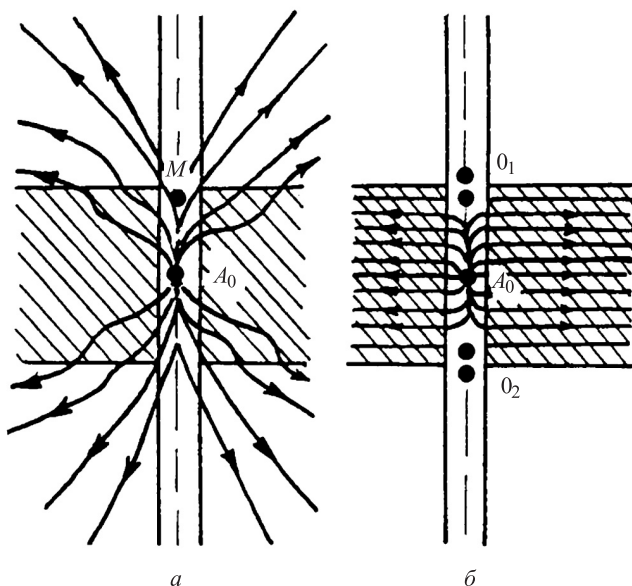


Рис. 20. Распределение токовых линий, выходящих против середины пласта высокого сопротивления электрода A_0 обычного зонда (а) и зонда бокового каротажа (б)

Кривые сопротивления, получаемые при БК, аналогичны кривым, регистрируемым в обычном каротаже потенциал-зондом, улучшение результатов измерений достигается благодаря фокусировке тока. На рис. 21 показаны характерные кривые сопротивления, записанные трехэлектродным зондом БК. 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. 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.

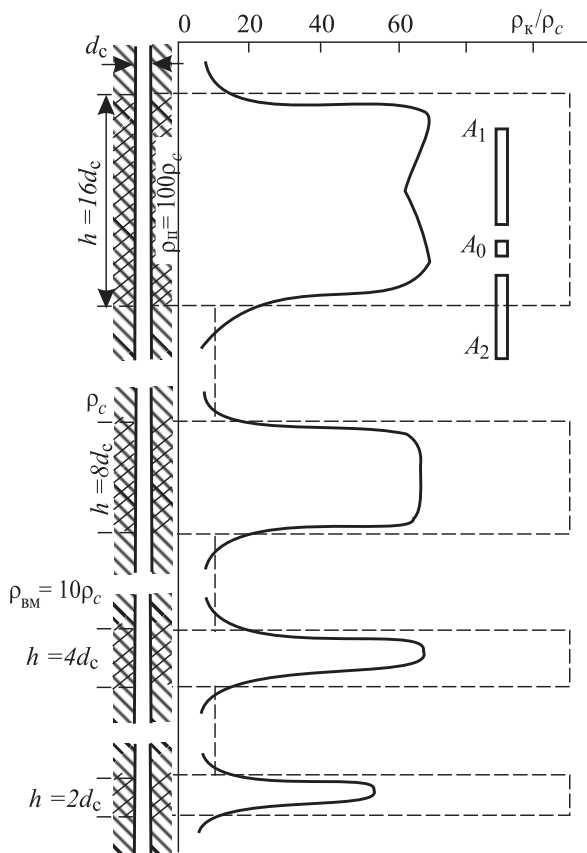


Рис. 21. Кривые сопротивления против одиночного пласта высокого сопротивления, полученные трехэлектродным зондом бокового каротажа.

Границы пластов по кривым зонда БК-3 соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением кажущегося удельного сопротивления (граничного сопротивления $\rho_{к.гр}$), величина которого зависит в общем случае от $\rho_{вм}$, а для понижающего проникновения еще и от диаметра зоны проникновения D . Определить местоположение точки с сопротивлением $\rho_{к.гр}$ визуально трудно, так как эта точка не является характерной для кривой сопротивления. При из-

мерениях бокового каротажа трехэлектродным зондом достаточно большого размера (зонд АБК-3) влияние ограниченной мощности пласта с большим удельным сопротивлением определяется в основном соотношением мощности пласта и диаметра скважины.

В общем случае влияние ограниченной мощности пласта на результаты измерений трехэлектродного и семиэлектродного зондов тем больше, чем меньше $\rho_{\text{вм}} / \rho_{\text{с}}$. Из сказанного следует, что определение $\rho_{\text{п}}$ по данным замера одним зондом БК затруднительно, за исключением тех случаев, когда промывочная жидкость не проникает в пласт или при наличии неглубокого понижающего проникновения ($D/d_{\text{с}} < 6$).

Микробоковой каротаж (МБК). Под микробоковым каротажом понимают микрокаротаж с фокусировкой тока. На практике применяют четырехэлектродный, двухэлектродный и трехэлектродный микрозонды (рис. 22). Электроды зонда смонтированы на резиновом башмаке с рабочей кривизной поверхности 200 мм.

Электрод A_0 имеет размеры 15×70 мм; длина экранного электрода A_3 , 208 мм, ширина 102 мм. Через центральный электрод A_0 протекает постоянный ток I , а через экранный электрод A_3 пропускают ток такой же полярности, как и через A_0 . Сила тока регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами M и N была равна нулю. Кажущееся удельное сопротивления получают путем измерения потенциалов одного из электродов M или N относительно удаленного измерительного электрода.

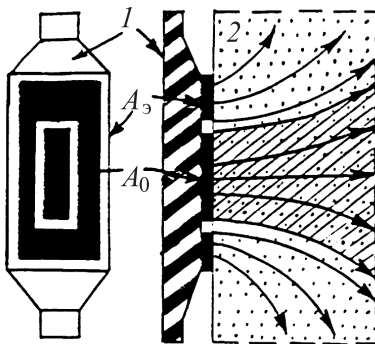


Рис. 22. Схема двухэлектродного бокового микрозонда и характер распределения токовых силовых линий: 1 — башмак микрозонда, 2 — изучаемая среда. Заштрихованы области фокусировки тока

Малые расстояния между электродами в МБК обуславливают небольшую глубину исследования. Однако благодаря наличию экранного электрода A_3 ток из электрода A_0 распространяется по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным к ее стенке.

Вследствие этого заметно уменьшается влияние глинистой корки и пленки промывочной жидкости между башмаком и стенкой скважины. Практически влиянием глинистой корки толщиной менее 8 мм можно пренебречь. Измеряемое кажущееся сопротивление вычисляется по формуле, а коэффициенты зондов определяются экспериментально.

Интерпретация диаграмм МБК заключается главным образом в оценке удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{\text{пл}}$. В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления ρ_k МБК различают плотные и трещиновато-кавернозные породы (против трещиновато-кавернозных пород кривая ρ_k БКЗ характеризуется резкой дифференцированностью). На показания МБК высокопроводящая (высокоминерализованная) промывочная жидкость оказывает незначительное влияние, поэтому данный метод является неотъемлемой частью комплекса геофизических работ, выполняющихся в скважинах, которые бурятся на соленом растворе. Для учета влияния на показания МБК глинистой корки и слоя бурового раствора используются палетки.

Поскольку данные МБК дают возможность измерять значения удельных сопротивлений пород в зоне их непосредственного прилегания к стенке скважины, по данным $\rho_{\text{пл}}$ можно определить пористость или остаточную нефтенасыщенность пород. Из-за малых размеров зонда экранирование тока на границах пластов существенно снижается, что способствует детальному расчленению разрезов скважин и четкой отбивке границ пластов. Обычно измерения кривых МБК сопровождаются замерами d_c микрокаверномером, что облегчает выделение коллекторов и разделение их на гранулярные и трещинные, ведет к уточнению литологии и интерпретации диаграмм сопротивления, полученных микрозондами с фокусировкой тока.

1.2.7. Индукционный каротаж

Индукционный каротаж (ИК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. ИК выгодно отличается от каротажа обычными зондами и от БК тем, что применим не только в сква-

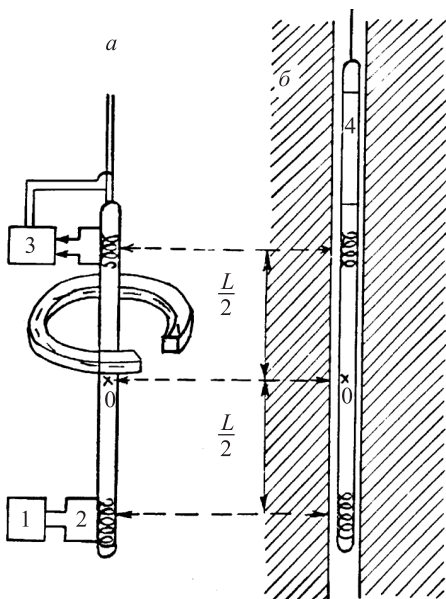


Рис. 23. Принципиальная схема прибора ИК: *a* – пространственная схема; *б* – разрез вдоль оси скважины; 1 – генератор, 2 – генераторная катушка; 3 – усилитель с приемной (измерительной) катушкой; 4 – преобразователь с фазочувствительным элементом; L – длина зонда; O – точка записи

жинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом.

Измерения при индукционном каротаже производятся с помощью спускаемого в скважину глубинного прибора, состоящего в наиболее простом виде из двух катушек: возбуждающей, питаемой переменным током, и приемной (измерительной), снабженной усилителем и выпрямителем (рис. 23).

Электронная схема прибора обеспечивает питание генераторной катушки пе-

ременным током частотой 20–80 кГц, усиление и преобразование сигнала измерительной катушки. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле (прямое или первичное), индуцирующее в окружающих породах вихревые токи. В однородной среде силовые линии тока представляют собой окружности с центром по оси скважины (если ось глубинного прибора совпадает с осью скважины). Вихревые токи в породах создают вторичное магнитное поле.

Первичное и вторичное переменные магнитные поля индуцируют ЭДС в приемной катушке. Индуцированная первичным полем ЭДС E_1 является помехой и компенсируется введением в цепь приемной катушки равной ей ЭДС и противоположной по фазе. Ос-

тающаяся в измерительной цепи ЭДС E_2 , индуцированная вторичным магнитным полем вихревых токов, подается в измерительный преобразователь для усиления и преобразования, после чего посылается по жиле кабеля на поверхность, где записывается регистрирующим прибором.

Амплитуда тока в генераторной катушке в процессе замера поддерживается неизменной, а сила вихревых токов, возникающих в окружающей породе, определяется удельной электрической проводимостью (электропроводностью) породы. Соответственно ЭДС E_2 , наведенная вторичным полем в измерительной катушке, в первом приближении пропорциональна электропроводности горных пород σ_n , следовательно, пропорциональна их удельному сопротивлению. Зарегистрированная по стволу скважины кривая должна характеризовать изменения уд. электропроводности породы в разрезе.

В однородной изотропной среде с удельной электропроводностью σ_n , когда частота тока питания и проводимость среды невелики (взаимным влиянием вихревых токов можно пренебречь),

$$E_2 = K_3 \cdot \sigma_n,$$

где K_3 —коэффициент зонда.

На практике измеряется не ЭДС E_2 , а пропорциональная ей величина получаемого при индукционном каротаже сигнала

$$E_c = C \cdot E_2,$$

где C — коэффициент пропорциональности.

И далее получаем

$$\sigma_n = E_2 / K_3 = E_c / C \cdot K_3 = E_c / K_c,$$

Здесь K_c —коэффициент для перехода от величины сигнала к удельной электропроводности.

Поскольку среда, окружающая прибор, неоднородна (прослой пород разного сопротивления, промывочная жидкость с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения), замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость σ_k аналогично кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k . В результате измерений величину сигнала E_c определяют следующим образом:

$$\sigma_k = 1 / \rho_k = E_c / K_c.$$

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

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

Зонд индукционного каротажа обычно обозначается шифром, первый элемент которого – цифра соответствует числу катушек зонда, второй – буква (Ф, И или Э) обозначает тип зонда, третий элемент – число соответствует длине зонда (расстоянию в метрах между серединами главных катушек).

Кривая кажущейся удельной проводимости, регистрируемая в ИК, практически линейно отражает изменение проводимости среды. Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе сопротивлений. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое уд. сопротивление, и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением (рис. 24).

Для получения более точных данных об удельной электрической проводимости пород в зонд ИК кроме двух главных катушек включают несколько дополнительных генераторных и измерительных катушек, называемых фокусирующими. Назначение дополнительных катушек – в комплексе с главными уменьшить влияние промывочной жидкости, зоны проникновения и вмещающих пород на величину кажущейся проводимости, а также увеличить глубину исследования. Точкой, к которой относятся результаты измерения, является середина расстояния между главными (токовой и измерительной) катушками (точка записи O на рис. 23).

Форма кривой и определение границ пластов при ИК зависят от характера токовых линий, образующих вокруг оси скважины замкнутые окружности, располагающиеся в плоскости, перпендикулярной к оси прибора. Влияние скважины на показания ИК в общем случае зависит от d_c , ρ_c и отношения ρ_n/ρ_c . В случае высокоминерализованной промывочной жидкости ($\rho_c < 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) и достаточно высокого удельного сопротивления пород ($\rho_n / \rho_c > 20$) влияние скважины становится заметным и учитывается при интерпретации диаграмм ИК с помощью специальных палеток.

Влияние зоны проникновения на результаты ИК невелико при повышающем проникновении. Понижающее проникновение оказы-

вает значительное влияние, начиная уже с проникновения промы-
вочной жидкости на глубину, превышающую три диаметра скважи-
ны ($D > 3 d_c$).

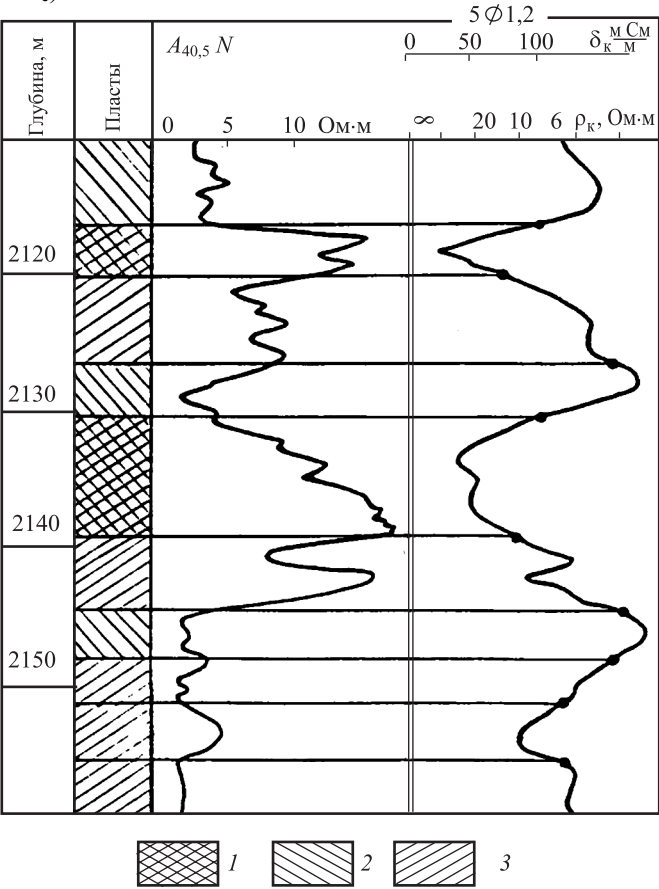


Рис. 24. Расчленение разреза по диаграмме индукционного каротажа. Пласты удельного сопротивления: 1 – высокого, 2 – среднего, 3 – низкого. Точки на кривой ИК соответствуют границам пластов

В индукционном каротаже в отличие от других методов сопротивления не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это дает возможность

применять ИК в тех случаях, когда используются непроводящие промывочные жидкости (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах.

Благоприятные результаты получают при исследовании разрезов низкого и среднего сопротивлений и наличии повышающего проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. По диаграммам ИК можно более точно определить удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение ВНК. Применение ИК ограничено при соленой промывочной жидкости и высоком удельном сопротивлении пород. ИК рекомендуется проводить в комплексе с другими методами сопротивлений, а также с методом ПС.

1.2.8. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)

В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы).

Происхождение таких потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации.

Измерение естественных потенциалов сводится к замеру разности потенциалов между электродом M , перемещаемым по скважине, заполненной промывочной жидкостью (глинистым раствором, водой), и электродом N , находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 25).

Потенциал электрода N практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами M и N $\Delta U_{mn} = U_m - U_n = U_m - \text{const.}$

Разность потенциалов между перемещаемым электродом M и неподвижным N указывает на изменение электрического потенциала вдоль скважины. Причиной этого является наличие в скважине и около нее самопроизвольно возникающего электрического поля.

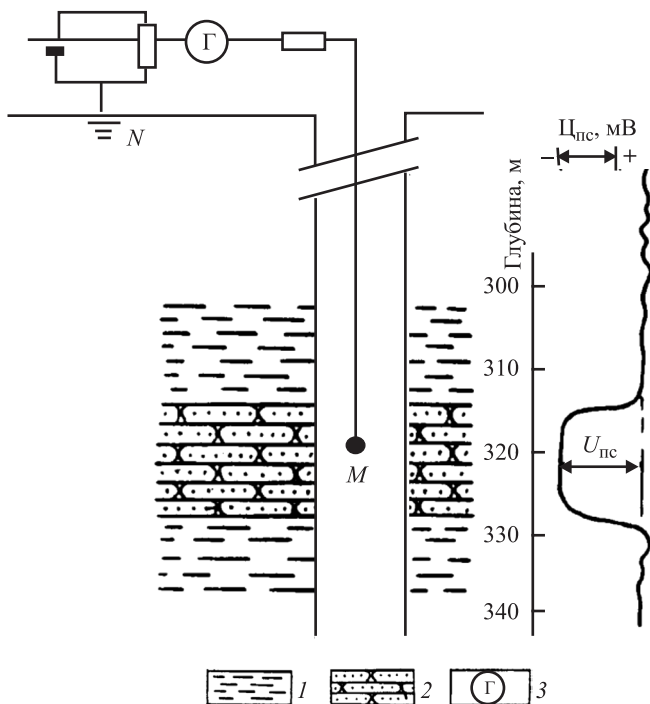


Рис. 25. Схема измерения ПС: 1 – глина, 2 – песчаник, 3 – регистрирующий прибор

Регистрируемая кривая естественных потенциалов (кривая ПС) показывает изменение величины потенциала электрического поля у электрода M с глубиной. Точка записи ΔU относится к электроду M . Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтх (мВ). Масштаб записи выражается числом милливольт на 1 см и выбирается с таким расчетом, чтобы амплитуды отклонений аномалий ПС находились в пределах 3–7,5 см.

Обычно применяют масштабы 5, 10 и 12,5 мВ/см. Масштабы глубин устанавливаются в соответствии с масштабом, применяемым для кривой КС, и в зависимости от детальности регистрации равны 1:500; 1:200 и в редком случае 1:50.

Следует отметить, что кроме естественной разности потенциалов ПС между электродами M и N в скважине возникает разность потенциалов, обусловленная токами помех различного происхождения: поляризацией электродов, наличием блуждающих и переменных земных (теллурических) токов, помех, связанных с намагниченностью лебедки, гальванокоррозией грузов и др.

Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциал-зондом. Операция совместной регистрации кривых получила название *стандартный электрический картаж*.

Форма и амплитуда отклонения кривой ПС зависят от различных факторов, влияющих на распределение силовых линий тока и падение потенциала в изучаемой среде: мощность пласта, диаметр скважины, сопротивление пласта, вмещающие породы, промывочная жидкость и пластовая вода, проникновение фильтрата глинистого раствора в пласт и др.

Величину амплитуды аномалий ПС $\Delta U_{\text{пс}}$ отсчитывают от линии глин, называемой условно нулевой линией. Эта линия, обычно прямая, проводится против мощных пластов глин, в которых амплитуда кривой ПС близка к величине ЭДС $E_{\text{пс}}$, в тонких пластах – меньше $E_{\text{пс}}$; чем меньше мощность пласта, тем больше различие между этими величинами. Границы мощного пласта ($h / d_c > 4$) отмечаются в точках, соответствующих половине амплитуды отклонения кривой ПС; границы тонких пластов смещены относительно половинной амплитуды отклонения кривой ПС к максимальному отклонению, и выделение границ тонких пластов по кривой ПС затруднено (рис. 26).

Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения его по кривой ПС. Пески, песчаники, алевроиты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. Песчано-алевровитовые пласты отмечаются минимумами потенциала. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала, а следовательно, уменьшается отклонение кривой ПС против него. Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и лимонитовый цементы породы, значительно меньшей – карбонатный и наименьшей – силикатный.

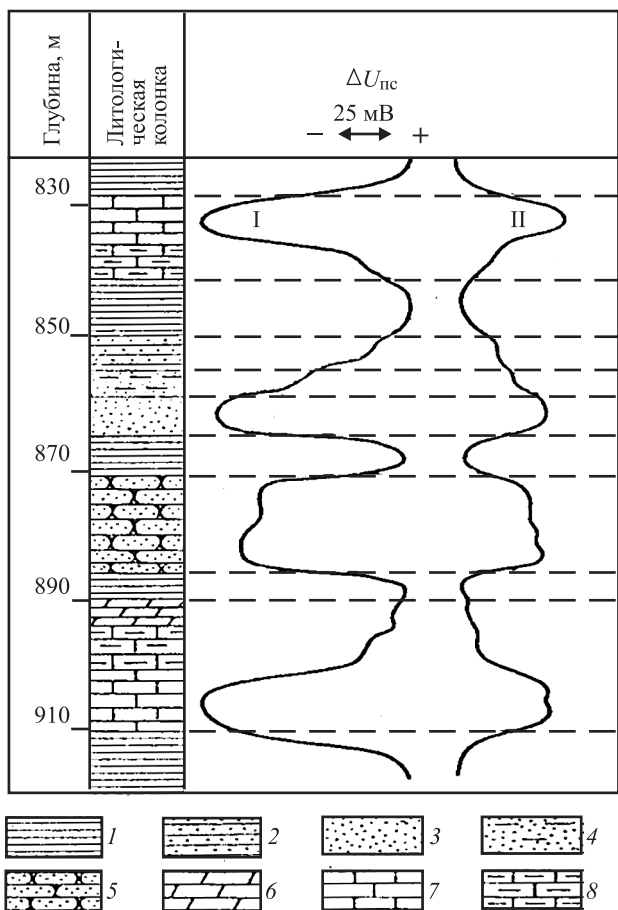


Рис. 26. Кривые ПС при различных соотношениях удельных электрических сопротивлений фильтрата промывочной жидкости $\rho_{\text{ф}}$ и пластовой воды $\rho_{\text{в}}$: I – $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$; II – $\rho_{\text{ф}} < \rho_{\text{в}}$; 1 – глина; 2 – глина песчаная; 3 – песок; 4 – песок глинистый; 5 – песчаник; 6 – мергель; 7 – известняк; 8 – известняк глинистый

Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов отрицательная аномалия ПС обычно такая же, как и против водоносных. Против глинистых коллекторов она несколько уменьшается.

В карбонатном разрезе отрицательными аномалиями на кривой ПС чаще всего отмечаются чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты), как крупно- и среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные.

Карбонатные пласты (мергели, глинистые известняки и доломиты), содержащие глинистый материал, сосредоточенный в порах или в рассеянном виде, по всей толще породы отмечаются малыми отклонениями кривой ПС от линии глин. Расчленение разреза и выделение границ пластов по кривой ПС в высокоомном разрезе затруднительно.

Метод ПС, до недавнего времени один из важнейших в комплексе ГИС, широко применяется для установления границ пластов и их корреляции, расчленения разреза и выделения коллекторов.

1.2.9. Прочие электрометоды и комплексирование методов определения удельного сопротивления

Помимо вышеперечисленных электрометодов в практике каротажа скважин используются иногда и методы вызванных потенциалов (ВП), диэлектрический каротаж и прочие модификации методов сопротивления.

Метод вызванных потенциалов (ВП) предназначен для оценки свойств горных пород и основан на способности пород поляризоваться при прохождении через них электрического тока. Чаще всего метод ВП находит применение для выделения угольных и рудных пластов.

Диэлектрический каротаж (ДК) – электромагнитный каротаж, основанный на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости горных пород ϵ_k , которая численно равна диэлектрической проницаемости такой однородной непроводящей среды, показания которой равны показаниям в данной неоднородной среде с конечным сопротивлением.

Для сокращения времени производства геофизических работ применяют комплексирование электрометодов, когда одновременно за один спуск-подъем осуществляются измерения несколькими различными зондами или методами.

РАДИОАКТИВНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД И РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА

2.1. Радиоактивность горных пород

Под радиоактивностью понимают самопроизвольное превращение неустойчивых изотопов химических элементов в другие более устойчивые, которое сопровождается выделением энергии с испусканием α , β и γ -лучей. Различают естественную и искусственно вызванную радиоактивность горных пород, широко используемую для изучения геологических разрезов скважин методами радиоактивного каротажа. Самопроизвольное превращение одного изотопа в другой называется радиоактивным распадом [13, 16, 27].

2.1.1. Естественная радиоактивность горных пород

В естественных радиоактивных превращениях основными видами и распада являются: α - и β -распады, захват ядром электрона одной из оболочек атома, самопроизвольное деление некоторых тяжелых ядер и др. При распадах радиоактивных ядер и их переходах из более возбужденного энергетического состояния в менее возбужденное или основное возникает γ -излучение.

Все виды радиоактивных излучений, попадая в материальную среду, испытывают в той или иной мере поглощение. Наибольшему поглощению подвержены α -лучи. Поток α -лучей почти полностью поглощается даже листом бумаги или слоем пород толщиной в несколько микронов. Поток β -лучей обладает большей проникающей способностью и полностью поглощается слоем алюминия толщиной до 8 мм или слоем породы в несколько миллиметров. Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгеновским. Оно возникает в результате ядерных процессов, и рассматривается как поток дискретных частиц γ -квантов; γ -лучи не отклоняются ни в электрическом, ни в магнитном полях. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин.

Для количественной оценки радиоактивности пользуются соответствующими единицами измерений. Чаще всего на практике за такую единицу принимают весовую или объемную единицу эквивалентной концентрации радия по гамма-излучению – г-эквивалент радия на 1 г породы (г-экв Ra/г). Такая единица соответствует концентрации радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает γ -излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г Ra.

Радиоактивность пород в основном связана с содержанием в них таких радиоактивных элементов, как уран, торий, актиноуран, продуктов распада и изотопа калия $^{40}_{19}\text{K}$. Кроме этих элементов источниками радиоактивных излучений, составляющих меньшую долю, чем вышеназванные, являются изотопы рубидия, циркония, индия, лантана, самария, лютеция, рения, висмута и др.

В литосфере известно более 200 минералов, в состав которых входит уран, торий, радий и калий. Радиоактивность горных пород зависит от радиоактивности их твердой, жидкой и газообразной фаз. В большинстве случаев пластовые воды и нефти характеризуются незначительной радиоактивностью, а у природных углеводородных газов она практически равна нулю. Радиоактивность твердой фазы обусловлена наличием в ее составе собственно радиоактивных минералов и минералов, содержащих адсорбированные радиоактивные элементы. Обычно глинистая составляющая твердой фазы, особенно в кварцевых песчаниках и карбонатных породах, обладает значительно большей удельной радиоактивностью, чем ее собственно твердая фаза (скелетная часть). Поэтому для конкретных типов пород характерно наличие однозначной связи между их радиоактивностью и глинистостью, что широко используется при интерпретации результатов гамма-каротажа.

2.1.2. Искусственная радиоактивность горных пород

Нейтронные свойства горных пород (искусственная радиоактивность) связаны с радиоактивным распадом искусственных радиоактивных изотопов химических элементов, образующихся при облучении их элементарными частицами (электронами, протонами, нейтронами, γ -частицами и др.) в результате изменений в ядре, про-

исходящих вследствие проникновения в него заряженной частицы или нейтрона.

Нейтроны, получаемые при помощи нейтронных источников, распространяются в окружающей среде и взаимодействуют с ядрами ее химических элементов. При этом наиболее существенными процессами являются рассеяние и поглощение (захват).

Рассеяние нейтронов может быть упругим и неупругим. Сущность этого процесса состоит в изменении направления движения и уменьшении кинетической энергии нейтронов при их столкновении с ядрами элементов окружающей среды. При упругом рассеянии происходит перераспределение энергии между налетевшим нейтроном и неподвижным ядром в соответствии с их массами и углом рассеяния по принципу соударения упругих шаров. При неупругом рассеянии нейтрон сначала захватывается, а затем выбрасывается ядром, но уже с меньшей энергией и под некоторым углом к направлению начального движения. Ядро же, захватившее и потерявшее нейтрон, остается на некоторое время в возбужденном состоянии и затем возвращается в основное, испуская гамма-квант.

Быстрые нейтроны, распространяясь в окружающей среде, в процессе неупругого и упругого рассеяний сравнительно быстро теряют свою энергию и скорость и превращаются в тепловые. Последние поглощаются ядрами вследствие реакции радиационного захвата с образованием на первой стадии составных ядер, которые затем переходят в основное состояние с испусканием γ -квантов. Распределение нейтронов в среде (породах), т.е. плотность нейтронов на различном расстоянии от источника, зависит от нейтронных свойств этих пород, в основном связанных с химическим составом последних. Для большинства горных пород поглощающие и замедляющие свойства определяются водородосодержанием: чем оно выше, тем быстрее убывает плотность нейтронов с удалением от источника.

Вероятность той или иной реакции взаимодействия нейтронов с веществом количественно характеризуется нейтронным эффективным сечением, численное значение которого выражается в м^2 . В связи с этим интенсивность поглощения тепловых нейтронов зависит от содержания в породах элементов с высоким эффективным сечением захвата, основным из которых в осадочных породах

является хлор. Замедляющая и поглощающая способность горных пород определяет пространственное распределение нейтронов на различных стадиях их взаимодействия с породами, на изучении которого основаны нейтронные методы исследования скважин.

2.2. Радиоактивный каротаж

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК) [4, 8, 10]. Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного γ -излучения горных пород; гамма-гамма-каротаж и нейтронный каротаж, основанный на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ -излучения и нейтронов (рис. 27).

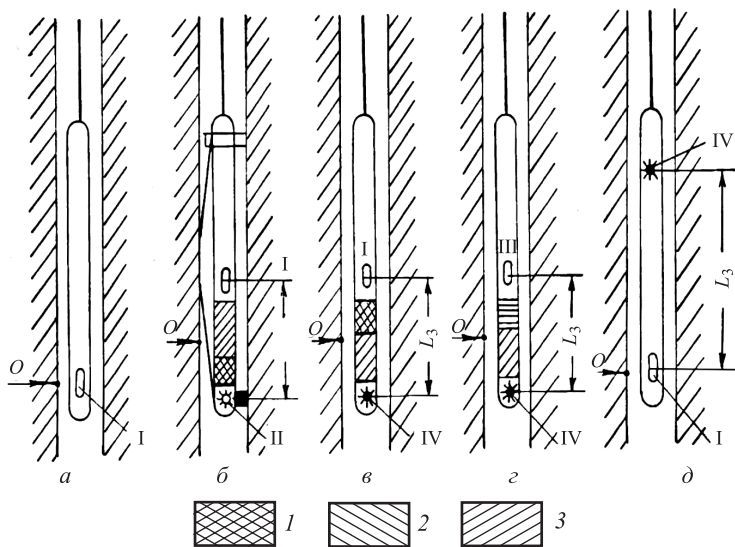


Рис. 27. Схема установки радиоактивного каротажа: а – ГК; б – ГГК; в – НГК; г – НК (НК-т или НК-н); д – АГК; 1 – стальной экран; 2 – свинцовый экран; 3 – парафин (или другой материал с высоким водородосодержанием); L – длина зонда; O – точка записи измерений; I – индикатор γ -излучений; II – источник γ -излучения; III – индикатор плотности нейтронов; IV – источник нейтронов

Радиоактивностью называется способность неустойчивых атомных ядер самопроизвольно (спонтанно) превращаться в более устойчивые ядра других элементов, испуская альфа-бета-гамма-лучи и элементарные частицы (электроны, нейтроны, протоны, позитроны и нуклоны). Радиоактивность атомных ядер, находящихся в естественных условиях, получила название естественной радиоактивности, а радиоактивный распад атомных ядер при их бомбардировке элементарными частицами (электронами, протонами, нейтронами, γ -частицами и др.) – искусственной радиоактивности. Однако эти названия отражают лишь способ получения радиоактивного изотопа, а радиоактивность в обоих случаях определяется свойствами атомных ядер переходить из одного состояния в другое, более устойчивое, с иными физическими и химическими свойствами. Процесс превращения одного изотопа химического элемента в другой называется радиоактивным распадом, который обусловлен внутренним состоянием атомного ядра, поэтому на скорость радиоактивного распада не оказывают влияния температура и давление, электрическое и магнитное поля, вид химического соединения данного радиоактивного элемента и его агрегатное состояние.

2.2.1. Гамма-каротаж (ГК)

Измерение интенсивности естественного γ -излучения пород вдоль ствола скважины называется гамма-каротажем (ГК). Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ -излучения, расположенного в глубинном приборе (см. рис. 27, *a*). В качестве индикатора используют счетчики Гейгера-Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики (рис. 28). Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность γ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой ГК (рис. 29).

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

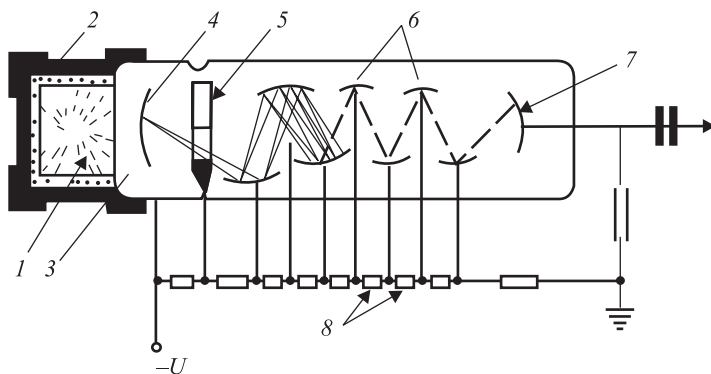


Рис. 28. Принципиальная схема сцинтилляционного счетчика: 1 – сцинтиллятор (люминофор); 2 – отражатель; 3 – ФЭУ; 4 – фотока-
тод; 5 – фокусирующий диод; 6 – диоды; 7 – собирающий электрод
(анод); 8 – делитель напряжения

Благодаря статистическим флуктуациям – колебаниям интенсивности излучения вокруг некоторой средней величины в одних и тех же условиях – кривая ГК имеет отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов (погрешности измерений). Погрешности, связанные с флуктуацией, тем больше, чем меньше импульсов, испускаемых в единицу времени (скорость счета). В общем случае интенсивность γ -излучения пластов, вскрываемых скважиной, приблизительно пропорциональна γ -активности пород. Однако при одинаковой γ -активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения γ -лучей. Показания ГК являются функцией не только радиоактивности и плотности пород, но и условий измерений в скважине (диаметр скважины, плотность промывочной жидкости и др.).

Влияние скважины на показания ГК проявляется в повышении интенсивности γ -излучения за счет естественной радиоактивности колонн, промывочной жидкости и цемента и в ослаблении γ -излучения горных пород вследствие поглощения γ -лучей колонной, промывочной жидкостью и цементом. В связи с преобладающим значением второго процесса влияние скважины сказывается главным образом в поглощении γ -лучей горных пород. Это приводит к тому, что при выходе глубинного скважинного прибора

из жидкости наблюдается увеличение γ -излучения. При переходе его из необсаженной части скважины в обсаженную отмечается снижение интенсивности естественных γ -излучений, что вызывает смещение кривых и уменьшение дифференцированности диаграммы ГК. Такое же явление наблюдается при переходе глубинного прибора из одноколонной части скважины в двухколонную.

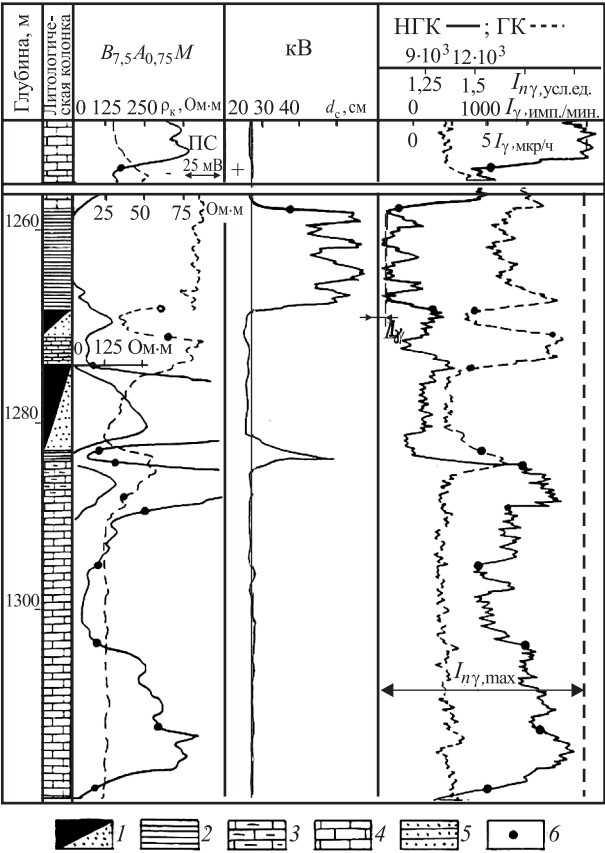


Рис. 29. Расчленение разреза по водородосодержанию пород по диаграммам ГК, НГК и электрометрии: 1 – песчаник нефтеносный; 2 – глина; 3 – известняк глинистый; 4 – известняк; 5 – алевролит глинистый; 6 – точки, соответствующие границам пластов на кривых ГИС

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 окружающей средой, не достигнув индикатора. Увеличение d_c из-за размыва стенки скважины и образования каверн (обычно в глинистых породах) сопровождается уменьшением показаний ГК. Цементное кольцо в большинстве случаев также влияет на величину регистрируемого γ -излучения, уменьшая ее. Для определения γ -активности пласта при количественной интерпретации данные гамма-каротажа приводятся к стандартным условиям.

ГК находит широкое применение в изучении литологии пород, для выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, а иногда и пористости коллекторов, при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной. ГК проводится во всех случаях, когда кривая ПС является слабодифференцированной (если скважина заполнена соленым раствором).

2.2.2. Плотностной гамма-каротаж (ГГК)

Измерение характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов вдоль ствола скважины, называется гамма-гамма-каротажем (ГГК). В методе ГГК различают две основные модификации: плотностной и селективный. Более широко используется плотностной ГГК (см. рис. 27, б). При ГГК измеряется жесткая составляющая рассеянного γ -излучения. В качестве источника используется изотоп кобальта ^{60}Co , испускающий γ -кванты сравнительно большой энергии. Источник и индикатор расположены на одной стороне исследуемого объекта (рис. 30). Индикатор заключен в стальную гильзу, поглощающую мягкий компонент γ -излучения, который не достигает индикатора. В этом случае регистрируется жесткий компонент рассеянного γ -излучения и получаемая кривая ГГК несет информацию об изменении объемной плотности окружающей среды.

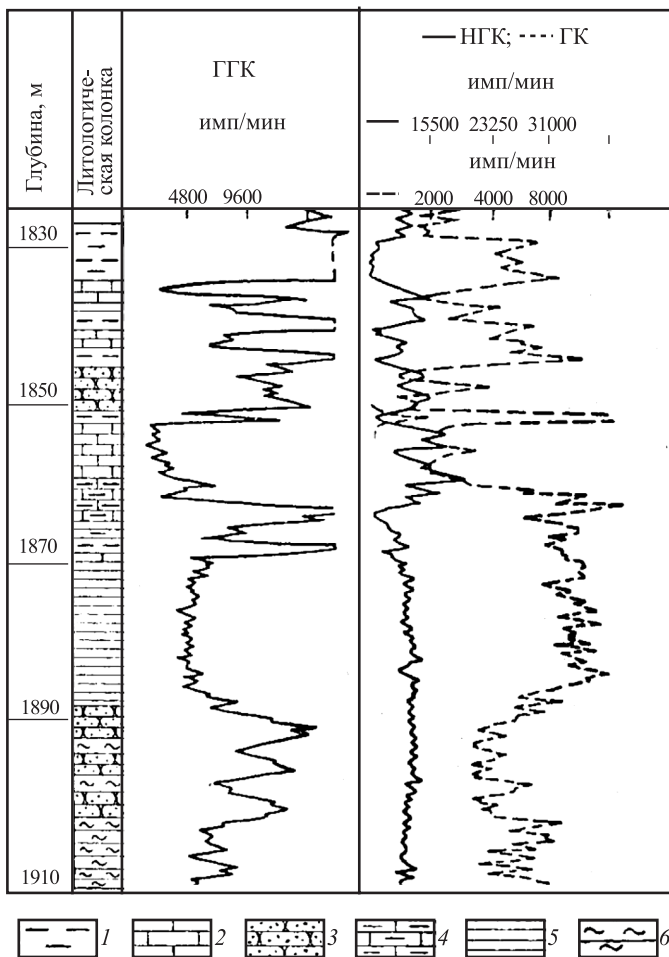


Рис. 30. Сопоставление кривых радиоактивного каротажа: 1 – глина; 2 – известняк плотный; 3 – песчаник; 4 – известняк глинистый; 5 – аргиллит; 6 – алевролит

Для уменьшения влияния скважины глубинный прибор снабжается прижимным устройством и свинцовым экраном, предохраняющими в некоторой мере индикатор от рассеянного γ -излучения промывочной жидкости. Это повышает дифференцированность кривых ГК.

Между интенсивностью рассеянного γ -излучения и плотностью горных пород для достаточно больших зондов, применяемых на практике, существует обратная зависимость: чем больше плотность, тем больше рассеяние и тем меньше регистрируемое γ -излучение. На кривой ГГК минимальные показания соответствуют плотным породам – ангидритам, крепким доломитам и известнякам, максимумами выделяются наименее плотные породы – гипсы, глины, каменная соль, высокопористые разности известняков, песчаников, доломитов. Средними и пониженными значениями отмечаются глинистые известняки и песчаники.

При учете данных, характеризующих условия измерений в скважине и эффективность регистрации применяемой аппаратуры, возникает возможность перехода от показаний ГГК к объемной плотности пород δ_p , а от плотности – к пористости K_p . Из формулы $K_p = (\delta_m - \delta_p) / (\delta_m - \delta_j)$ следует, что по результатам ГГК может быть определена общая пористость, включая объем межзерновых пор, каверн и трещин, независимо от характера сообщаемости и гидропроводности пор коллектора.

Для определения K_p по данным ГГК кроме δ_p необходимо знать величины δ_j и δ_m . В природных условиях δ_j может изменяться от $0,8 \cdot 10^3$ (нефть) до $1,2 \cdot 10^3$ кг/м³ (соленая вода). На практике из-за проникновения фильтрата глинистого раствора в проницаемые пласты и малой глубинности ГГК (10–15 см) δ_j чаще всего определяется плотностью фильтрата, обычно близкой к 10^3 кг/м³. В газоносных или газоконденсатных пластах из-за остаточного газонасыщения величина δ_j может изменяться в широких пределах – от нескольких десятых до 10^3 кг/м³. Для оценки минералогической плотности горных пород δ_m необходимо располагать данными о вещественном составе пород (литологии, глинистости).

Наиболее тесная зависимость между пористостью и плотностью наблюдается в однокомпонентных породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках), насыщенных определенным флюидом, что позволяет оценивать их пористость непосредственно по кривой ГГК. Показания ГГК существенно зависят от диаметра скважины, расстояния от стенки прибора (со стороны индикатора) до стенки скважины, от толщины глинистой корки, плотности промывочной жидкости и других факторов.

Наличие между прибором и стенкой скважины промежуточного слоя (промывочной жидкости, воздуха, глинистой корки, железной колонны) приводит к изменению средней плотности исследуемой среды. Глинистая корка, неровности стенки скважины, обусловленные кавернозностью и трещиноватостью пород, вызывают увеличение показаний ГГК.

Для уменьшения влияния каверн и глинистой корки на показания ГГК используются приборы, которые прижимаются к стенке скважины с коллимированными источниками и индикаторами. Это позволяет увеличить глубинность исследования зондом ГГК. Зарегистрированные одним зондом данные оказываются вполне достаточными для выполнения качественной интерпретации, но не могут быть использованы непосредственно для количественного определения плотности пород.

Оценка плотности пород по кривой ГГК ($J_{ГГК}$), записанной одним зондом, возможна путем эталонирования диаграммы по двум опорным горизонтам с известными значениями δ_n , аналогично эталонированию диаграмм гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа, при замене абсолютных значений относительными. Для этого используется следующее выражение

$$J_{ГГК} = (I_{ГГК} - I_{ГГК \min}) / (I_{ГГК \max} - I_{ГГК \min}),$$

где $I_{ГГК}$, I_{\min} и I_{\max} – показания ГГК соответственно против исследуемого пласта, против пласта с максимальной плотностью для данного разреза, против каверны с достаточно большим радиусом, когда с учетом радиуса исследования методом ГГК возможно допущение, что $I_{ГГК \max}$ обусловлено плотностью промывочной жидкости δ_c .

Рассчитав линейную зависимость $J_{ГГК} = f(\delta_n)$ для опорных пластов, по которым имеются керновые данные, определяют плотность исследуемого пласта по величине $J_{ГГК}$.

Для более надежной оценки плотности пород применяется двухзондовая установка. При этом измерение $I_{ГГК}$ производится двумя зондами различной длины и одновременно записывается кавернограмма. Использование такой установки базируется на том, что результаты измерений большим зондом $I_{ГГК \ 6.3}$ меньше зависят от толщины глинистой корки или слоя между прибором и стенкой скважины, чем данные, полученные зондом меньших размеров.

ГГК находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценки их пористости.

В отличие от многих других методов ГИС ГГК одинаково чувствителен к изменению пористости как в области ее малых значений, так и больших. В этом и есть его существенное преимущество. Данные ГГК широко используются для изучения и контроля технического состояния скважин, оценки качества тампонажных работ, выявления интервалов притока в скважину флюидов различной плотности и других.

2.2.3. Нейтронный гамма-каротаж (НГК) и его модификации

При нейтронном каротаже изучаются характеристики нейтронного и γ -излучений, возникающих при облучении горных пород источником нейтронов. Различают стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин.

К числу стационарных методов относятся:

- нейтронный гамма-каротаж (НГК),
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННКт) и надтепловым (ННКн) нейтронам.

Результаты измерений при нейтронном каротаже представляют в виде кривой изменения вторичного гамма-излучения (НГК) или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов с глубиной. В скважинном приборе, который используется при нейтронном каротаже, содержатся источник и индикатор γ -излучения (при НГК) или плотности нейтронов (при НКт и НКн); расстояние между источником нейтронов и индикатором соответствует длине зонда L_3 .

Нейтронный гамма-каротаж (НГК). Радиоактивный каротаж основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов. Общая величина γ -излучения, регистрируемая при НГК, складывается из трех компонентов: 1) интенсивности γ -излучения $I_{\text{НГК}}$, возникающего в результате радиационного захвата ядрами породы (радиационное или вторичное γ -излучение); 2) γ -излучения $I_{\text{ГГК}}$ источника нейтронов, которое воздействует на индикатор непосредственно или вследст-

вие облучения стенок скважины γ -лучами, часть которых рассеивается породой в направлении индикатора (для ослабления непосредственного γ -излучения от нейтронного источника между ним и индикатором устанавливается свинцовый экран); 3) естественного γ -излучения $I_{ГК}$, обусловленного естественной радиоактивностью породы. Влияние естественного γ -излучения при количественных определениях учитывается по данным гамма-каротажа.

Величина $I_{НГК}$ является наиболее важной составляющей, которая по своей величине значительно превышает $I_{ГГК}$ и $I_{ГК}$. Форма кривой и суммарные показания НГК при источниках мощностью $(2-6) \cdot 10^6$ нейтр/с определяются главным образом интенсивностью радиационного захвата $I_{НГК}$.

При исследованиях зондами, длина которых более 40 см, плотность нейтронов в среде с большим водородосодержанием в зоне размещения индикаторов мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются и поглощаются в основном вблизи источника. В результате породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграммах НГК низкими показаниями. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно, показаний НГК (рис. 30).

На результаты НГК значительное влияние оказывают также элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата тепловых нейтронов: хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. Из них наиболее широко распространенным в осадочной толще является хлор. При захвате нейтрона ядром атома водорода испускается γ -квант энергией $3,57 \cdot 10^{-13}$ Дж; при захвате нейтронов ядром хлора испускается в среднем 2,37 γ -кванта высокой энергией $13,62 \cdot 10^{-13}$ Дж.

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы – большого и малого водородосодержания. К первой группе пород относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, отличающиеся малой пористостью, но содержащие химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, насыщенные

в естественных условиях жидкостью. При измерениях большими зондами ($L_3 \geq 40$ см) на диаграммах НГК эти породы отмечаются низкими показаниями.

Во вторую группу пород входят малопористые разности – плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты, а также гидрохимические образования (ангидриты, каменная соль). На диаграммах НГК, зарегистрированных большими зондами, эти породы выделяются высокими показаниями. Против других осадочных пород (песков, песчаников, пористых карбонатов) показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода (насыщенности водой, нефтью или газом).

Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные и водоносные пласты с малым содержанием хлора отмечаются приблизительно одинаковыми значениями НГК. Газоносные пласты в обсаженной скважине отмечаются на кривой НГК более высокими показаниями, чем такие же по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой, так как газ, имеющий низкую плотность, отмечается меньшим водородосодержанием. В необсаженной скважине из-за проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и малой глубинности метода (40–60 см) выделение газоносных пластов по кривой НГК в общем случае затрудняется.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННКт) и над-тепловым нейтронам (ННКн). На диаграммах ННКт, полученных при помощи длинных зондов, водородосодержащие пласты выделяются, так же как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты – более высокими значениями.

Однако на показания ННКт значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННКт весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации промывочной жидкости и пластовой воды. Показания ННКн практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе и хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды – водородосодержанием. Следовательно, показания ННКн более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показа-

ния НГК и ННКт. Методы ННКт и ННКн имеют преимущество перед НГК в том, что их показания свободны от влияния естественного γ -излучения и γ -излучения источников нейтронов. Длина зондов при ННКт и ННКн выбирается равной 0,4–0,5 м.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна малая глубина исследования, которая изменяется в зависимости от свойств пород и их водородосодержания от 20 до 30 см, уменьшаясь с ростом водородосодержания. Наименьший радиус исследования характерен для ННКн, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Влияние скважины на результаты нейтронных методов.

Влияние скважины, заполненной промывочной жидкостью, на показания нейтронных методов обусловлено увеличением водородосодержания среды в радиусе действия зонда. Это влечет за собой снижение дифференциации кривой и данных НК, а также относительной разницы в показаниях против различных пород. Влияние скважины на результаты НК возрастает с увеличением ее диаметра и уменьшением пористости (водородосодержания) среды. Увеличение диаметра скважины, связанное с наличием каверн, резко снижает уровень показаний нейтронного каротажа (наблюдается сдвиг кривых влево). Если диаметр каверны достигает 40–45 см, то дальнейшее его увеличение практически уже не сказывается на данных измерений. Существенное влияние на показания НК оказывает толщина слоя промывочной жидкости и глинистой корки, отделяющих прибор от стенки скважины. Наличие глинистой корки и неравномерное изменение ее толщины по стволу скважины искажают результаты НК. Это особенно характерно для малопористых пород. С увеличением пористости пород разница показаний НК при перемещении прибора от стенки скважины к ее оси уменьшается.

Обсадная колонна поглощает тепловые и надтепловые нейтроны, занижая данные ННКт и ННКн. При нейтронном гамма-каротаже (НГК) наблюдаются более сложные явления, связанные с двумя противоположными процессами: 1) поглощением колонной значительной части γ -излучений, поступающих из породы; 2) захватом ядром атома железа нейтрона с испусканием γ -кванта радиационного захвата с большим числом и энергией, чем при захвате нейтрона водородом. Результирующая этих явлений показывает неко-

торое снижение показаний НГК в обсаженной скважине и сопровождается уменьшением дифференциации кривой.

При проведении нейтронного каротажа в крепленных скважинах эффективность его снижается. В связи с этим НК проводят, когда это возможно, в скважинах, не крепленных колонной. В скважинах, заполненных минерализованной промывочной жидкостью, интенсивность радиационного γ -излучения выше, чем в скважинах, заполненных пресной промывочной жидкостью или нефтью. Объясняется это тем, что в первом случае тепловые нейтроны захватываются хлором и водородом, а во втором – только водородом.

Применение стационарных методов НК. НК в комплексе с ГК и другими методами ГИС дают возможность выделять в разрезе глины, плотные породы и участки повышенной пористости.

Если поры чистой породы заполнены пресной водой или нефтью, НК характеризует емкость этих пор. В сочетании с ГК нейтронные методы используются для выявления газонасыщенности зон (характерное влияние газа на показания ГК и НК улучшает выделение газоносных пород). В эксплуатационных скважинах методы НК применяются для определения местоположения газожидкостного и водонефтяного контактов. При исследовании нефтяных и газовых скважин наиболее широко используется НГК; при низкой минерализации пластовых вод и промывочной жидкости целесообразно применение ННКт.

2.2.4. Импульсный нейтронный каротаж

Сущность импульсного нейтронного каротажа заключается в изучении нестационарных нейтронных полей и γ -полей, создаваемых генератором нейтронов, который работает в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц. Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью Δt_d , следующими друг за другом через определенный промежуток времени t (рис. 31).

После истечения времени t_z (время задержки) включается наземная измерительная аппаратура и на протяжении времени Δt (окно временного анализатора) измеряется плотность нейтронов или

продуктов их взаимодействия с веществом. Изменяя время включения измерительной аппаратуры (время задержки t_3) и измеряя плотность нейтронов на протяжении отрезка времени Δt , изучают процессы взаимодействия с веществом, характерные для данного времени жизни нейтронов.

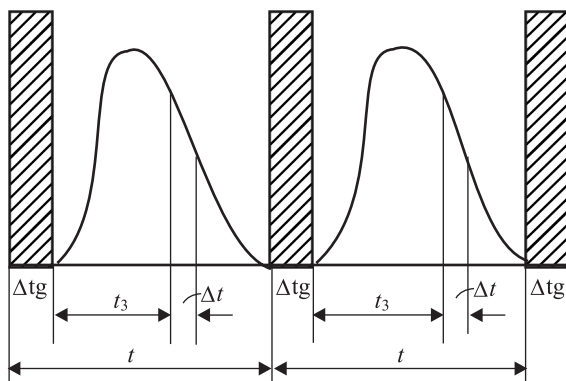


Рис. 31. Схема принципа измерения импульсными нейтронными методами

При помощи импульсных нейтронных методов изучают: 1) зависимости плотности (числа) тепловых нейтронов n_t или интенсивности вторичного γ -излучения $I_{\text{НГК}}$ от времени; 2) закономерности взаимодействия нейтронов с веществом в заданный момент времени с регистрацией элементарных частиц в течение времени t_3 . Различают импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК).

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК). ИННК основан на измерении характеристик нестационарных нейтронных полей. Этим методом регистрируют диаграммы плотности тепловых нейтронов n_t при неизменном расстоянии L_3 между мишенью и индикатором и при нескольких фиксированных задержках t_3 и временных окнах Δt .

Импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). При ИНГК с импульсным источником нейтронов регистрируется изменение по разрезу скважины интенсивности γ -излучения и радиационного

захвата тепловых нейтронов $I_{\text{НГК}}$ при фиксированных задержках t_3 на неизменном расстоянии L_3 между мишенью и индикатором.

Применение импульсных нейтронных методов. В практике исследования нефтегазовых скважин в настоящее время используются зонды длиной 35–40 см. Наличие зоны проникновения фильтрата глинистого раствора эквивалентно увеличению диаметра скважины. В проницаемых пластах глубина проникновения фильтрата раствора обычно превышает радиус исследования, и в течение первого периода после крепления скважины показания ИНК обусловлены в основном только влиянием зоны проникновения.

При качественной интерпретации диаграммы ИНК руководствуются следующим: малопористые неглинистые пласты, нефтеносные и газоносные коллекторы характеризуются максимальными показаниями на кривых плотностей тепловых нейтронов n_t и γ -излучений $I_{\text{НГК}}$; глинистые пласты, высокопористые коллекторы, насыщенные минерализованной водой, и другие – минимальными показаниями.

При изучении нефтяных и газовых месторождений главной задачей является выделение в разрезе нефтегазоносных пластов и определение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов. Наиболее надежно она решается по нескольким диаграммам ИНК, полученным при различных задержках t_3 (рис. 32).

В этом случае положительные результаты при определении ВНК получают в неперфорированных высокопористых пластах без проникновения в них фильтрата раствора при содержании NaCl в пластовой воде 30–50 г/л и в перфорированных при концентрации NaCl более 100 г/л. Стационарные методы нейтронного каротажа (НК) в этих условиях неэффективны.

ИНК нашел широкое применение при исследовании действующих, обсаженных колоннами скважин для прослеживания водонефтяного и газожидкостного контактов, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления потоков нефти и газа между пластами, прослеживания продвижения фронта воды, сопоставления разреза и границ ВНК скважин, крепленных колонной и открытых.

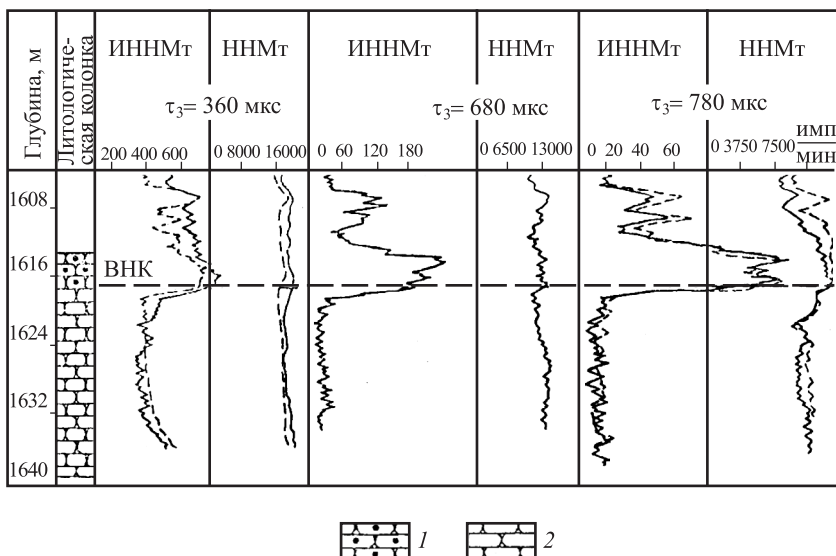


Рис. 32. Определение ВНК в песчаном коллекторе по диаграммам ИИНКТ и ННКТ с разными задержками: 1 – нефтеносный песчаник; 2 – водоносный песчаник. Штриховые кривые – контрольные замеры

Наилучшие результаты с помощью ИНК получают в районах с высокой минерализацией пластовых вод (более 100 г/л), где показания ИИНК и ИНГК против водоносных и нефтеносных пластов различаются в несколько раз (до 10), тогда как различие показаний стационарных методов НК составляет 10–20 %. Методы ИНК являются перспективными в отношении определения ВНК в обсаженных колоннами скважинах с меньшей минерализацией пластовых вод (25–50 г/л), а также в интервалах перфорированной колонны при комплексном использовании кривых ИНК и плотмера (ГТК). Если известны литология, пористость пласта и минерализация пластовых вод, при помощи ИНК возможна количественная оценка нефте- и водонасыщения.

2.3. Другие радиоактивные методы

Кроме основных методов радиометрии скважин, основанных на регистрации интегральной интенсивности гамма-излучения или нейтронного излучения, используются их спектральные модифика-

ции – спектрометрия естественного, нейтронного и рассеянного γ -излучения.

Метод меченных атомов (ММА) основан на вводе радиоактивных изотопов в жидкость, закачиваемую в скважину, с последующим замером искусственно созданной радиоактивности в пластах горных пород.

Среди стационарных методов НК используются также спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (НГКс) и метод наведенной активности (МНА).

Помимо вышеперечисленных импульсных нейтронных методов в скважинных исследованиях применяются импульсный нейтронный гамма-каротаж неупругого рассеяния нейтронов (ИНГКМР), ИНГК наведенной активности, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж резонансного поглощения тепловых нейтронов (ИННКПт).

Глава 3

УПРУГИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

3.1. Упругие свойства горных пород

Компоненты горных пород – твердая фаза, жидкость и газы – обладают резко отличными упругими свойствами. Порода, на которую действуют внешние силы, стремится к восстановлению своей начальной формы и размеров. Величина последних сил, приходящаяся на единицу площади сечения тела, измеряемая в паскалях, называется напряжением, которое является векторной величиной, зависящей от действия внешних сил, внутренних свойств и формы образца породы. В зависимости от характера приложенных внешних сил образец породы может испытывать линейное, плоскостное и объемное напряженные состояния. Под воздействием внешних сил изменяются линейные размеры, объем или форма горной породы. Эти изменения называются деформацией [13, 15, 17, 27].

При увеличении напряжений можно наблюдать три вида деформации породы – упругую, пластическую и разрушающую.

Для каждого из приложенных напряжений существует свой коэффициент пропорциональности между напряжениями и упругими деформациями, являющийся упругим параметром породы. Коэффициент пропорциональности между продольным (сжимающим или растягивающим) напряжением p и соответствующей ему относительной деформацией e называется модулем упругости или модулем Юнга E :

$$p = E e.$$

Коэффициентом пропорциональности τ_k между касательным напряжением и соответствующей деформацией сдвига ε_c является модуль сдвига G :

$$\tau_k = G \varepsilon_c.$$

При объемном напряженном состоянии породы, что соответствует действию всестороннего гидростатического давления, связь между величиной p и относительным изменением объема $\Delta V / V$ выражается через модуль всестороннего сжатия K_c или сжимаемость β_c :

$$p = -K_c \frac{\Delta V}{V} = \frac{1}{\beta_c} \frac{\Delta V}{V}.$$

Связь между относительными продольными и поперечными деформациями сжатия (растяжения) устанавливается коэффициентом Пуассона ν

$$\nu = -K_c \frac{\Delta l_2 / l_2}{\Delta l_1 / l_1} = \frac{e_2}{e_1},$$

где l_1 и l_2 – начальные продольный и поперечный размеры образца; l_1' и l_2' – то же при одностороннем сжатии, $\Delta l_1 = l_1' - l_1$; $\Delta l_2 = l_2' - l_2$; $e_1 = -\Delta l_1 / l_1$; $e_2 = \Delta l_2 / l_2$.

Скорость распространения упругих волн. Смещение одной частицы горной породы под действием внешних сил вызывает сдвиг других, более удаленных, а распространение упругой деформации происходит с определенной скоростью. Если на породу действуют кратковременные силы, то в ней возникают упругие колебания.

Процесс последовательного распространения в породе деформаций (упругих колебаний) называется упругой волной. В зависи-

мости от вида деформации в породе возникают различные типы волн, основными из которых являются продольные и поперечные.

Продольные волны связаны с объемной деформацией среды, а их распространение представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Продольные волны распространяются в любой среде – твердых телах, жидкостях и газах, так как все вещества обладают сопротивлением объемному сжатию.

Поперечные волны обусловлены деформациями сдвига в среде и присущи только твердым телам, так как в жидкостях и газах отсутствуют сопротивления сдвигу. Их распространение представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны.

Одним из важных кинематических параметров упругих волн является скорость их распространения V_n . Для идеально упругих изотропных горных пород скорости продольных V_p и поперечных V_s волн определяются по формулам

$$V_p = \sqrt{E(1-\nu)/\delta_n(1+\nu)(1-2\nu)} \quad \text{и} \quad V_s = \sqrt{E/2\delta_n(1+\nu)},$$

где δ_n – плотность породы; E и ν – соответственно модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Осадочные горные породы в большинстве своем являются дифференциально упругими и не обладают совершенной связью между фазами. Вследствие этого скорости распространения в них упругих волн отличаются от скоростей, вычисляемых по формулам. Известен ряд уравнений, с помощью которых устанавливается зависимость скорости продольных волн в породах от скоростей их распространения в отдельных фазах и коэффициента пористости. Наиболее простым из них и широко применяемым на практике является уравнение Вилли (уравнение среднего времени), согласно которому V_n в пористой породе рассчитывается по времени ее прохождения через минеральный скелет t_m и жидкость $t_{ж}$, заполняющую поры.

$$t_{\Pi} = t_{\text{м}} + t_{\text{ж}} \text{ или } \frac{1}{V_{\Pi}} = \frac{1 - K_{\Pi}}{V_{\text{м}}} + \frac{K_{\Pi}}{V_{\text{ж}}},$$

где K_{Π} – коэффициент пористости; $V_{\text{м}}$ и $V_{\text{ж}}$ – скорости продольных волн соответственно в минеральном скелете и насыщающей жидкости. В последнем уравнении вместо скорости целесообразнее использовать соответствующее ей интервальное время (величину, обратную скорости)

$$\Delta t_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \Delta t_{\text{м}} + K_{\Pi} \Delta t_{\text{ж}},$$

где $\Delta t_{\text{м}}$, Δt_{Π} и $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время соответственно в минеральном скелете, породе и насыщающей ее жидкости.

Величина $\Delta t_{\text{м}}$ зависит от минералогического состава скелета и для конкретных типов отложений является постоянной. Среднее значение скорости распространения волн в осадочных породах составляет 2500–4000 м/с.

Основными факторами, влияющими на скорость распространения упругих колебаний в горных породах, являются: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давления (эффективное давление) и др.

Часто возникает необходимость в определении $\Delta t_{\text{м}}$ для конкретного интервала геологического разреза. В этом случае сопоставляются времена, отсчитанные по диаграмме акустического каротажа Δt_{Π} , со значениями пористости K_{Π} , установленными по керну или одному из геофизических методов. Полученные данные используются для построения графика зависимости Δt_{Π} от K_{Π} . Осредненная прямая, проведенная через нанесенные точки, отсекает на оси времени значение Δt_{Π} при $K_{\Pi} = 0$. Если пористость по разрезу изменяется слабо, то значение $\Delta t_{\text{м}}$ для каждого однородного пласта рассчитывают по формуле

$$\Delta t_{\text{м}} = \frac{\Delta t_{\Pi} - K_{\Pi} \Delta t_{\text{ж}}}{1 - K_{\Pi}}.$$

Скорость пробега продольной волны (интервальное время) в воде зависит от ее минерализации, температуры и давления и определяется на практике с помощью номограммы. Скорость рас-

пространения упругих волн в нефти и газе меньше, чем в воде, так как сжимаемость углеводородов больше чем воды. На величину скорости влияет также тип цемента.

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается постепенным уменьшением их интенсивности по мере удаления от источника возбуждения. Уменьшение интенсивности в основном связано с поглощением части энергии упругих колебаний породой и превращением ее в тепловую вследствие взаимного трения частиц породы, совершающих колебательные движения; с рассеиванием акустической энергии и неоднородностями породы.

Коэффициент поглощения упругих волн $\alpha_{\text{ак}}$ характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде и может быть определен по формуле

$$\alpha_{\text{ак}} = \frac{l}{l} \ln \frac{A_1}{A_2},$$

где A_1 и A_2 – амплитуды волн, регистрируемые приемниками, расположенными на расстоянии l друг от друга. Размерность $\alpha_{\text{ак}}$ выражают в децибеллах на 1 м или м^{-1} . Величина $\alpha_{\text{ак}}$ в горных породах зависит от монолитности их скелета, пористости, трещиноватости, вещественного состава заполнителя пор, литологии и других параметров.

При геофизических исследованиях скважин изучаются диэлектрические, магнитные и термические (тепловые) свойства.

3.2. Акустический каротаж

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

В естественном залегании горные породы практически являются упругими телами. Если в элементарном объеме некоторой упругой среды в течение короткого времени действует внешняя возбуждающаяся сила, в среде возникают напряжения, вызывающие относительное перемещение частиц.

Это ведет к возникновению двух типов деформации: деформации объема (растяжения, сжатия) и деформации формы (сдвига).

Процесс последовательного распространения деформации называется упругой сейсмической волной, которая, распространяясь во все стороны, захватывает все более удаленные области. Поверхность, отделяющая в данный момент времени область среды, в которой уже возникло колебание частиц, от той, где колебания еще не наблюдаются, называется фронтом волны.

Линии, нормальные к волновым поверхностям, носят название лучей. В однородной среде лучи прямолинейны, а в неоднородной они имеют криволинейную форму. Распространение фронта волны изучается при помощи известного в геометрической сейсмике принципа Гюйгенса-Френеля, согласно которому каждая точка фронта рассматривается как источник элементарных волн, а понятие луча связывают с направлением переноса энергии волны. Различают два типа волн – продольные P и поперечные S .

Продольная волна несет с собой только деформации объема. Распространение продольной волны представляет перемещение зон растяжения и сжатия; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны (рис. 33, a). Поперечная волна связана с деформацией формы; распространение ее сводится к скольжению слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, перпендикулярном направлению распространения волны (рис. 33, b). Поперечные волны могут существовать только в твердых телах.

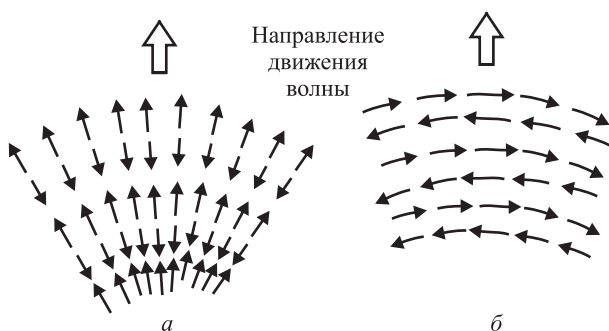


Рис. 33. Схема смещения частиц среды при распространении продольных (a) и поперечных ($б$) волн

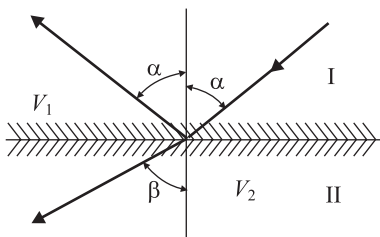


Рис. 34. Прохождение волны через границу двух сред (I и II)

Если упругая волна достигает границы раздела двух сред с различными упругими свойствами, часть энергии волны отражается – образуется отраженная волна, а часть проходит через границу – проходящая волна (см. рис. 34 и 35).

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 сейсмологии следует, что

$$\sin \alpha / \sin \beta = V_1 / V_2,$$

где α – угол падения (угол луча падающей волны с перпендикуляром к границе раздела); 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/

При $V_2 < V_1$ луч проходящей волны удаляется от границы раздела, при $V_2 > V_1$ приближается к ней и, начиная с некоторого критического угла падения i , удовлетворяющего условию

$$\sin i = V_1 / V_2,$$

скользит вдоль границы раздела, а угол преломления становится равным 90° .

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 V_2 и продолжает уменьшаться, стремясь, по мере увеличения угла падения, к значению истинной скорости в покрывающем слое, т.е. V_1 . Фронт падающей волны продолжает возбуждать отраженную, но уже не вызывает проходящей волны. Наоборот, фронт проходящей волны, достигая последующих точек границы раньше, чем фронт падающей, порождает новую, так называемую преломленную (головную) волну.

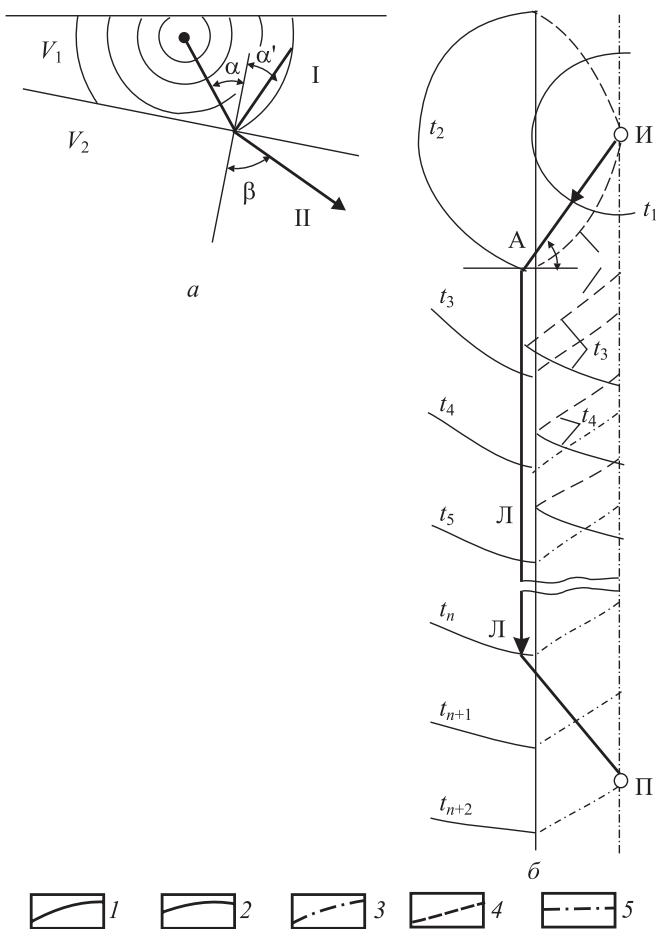


Рис. 35. Прохождение волны через границу двух сред (а) и распространение упругих волн от расположенного в скважине импульсного сферического излучателя (б): α – угол падения (угол между лучом падающей волны и перпендикуляром к границе раздела); α' – угол отражения, β – угол преломления (угол луча проходящей волны с перпендикуляром к границе раздела); V_1 V_2 – скорости распространения волн в средах I и II; фронты волн в последовательные моменты времени t_1, t_2, \dots, t_{n+2} : 1 – падающей (прямой) P_1 , 2 – проходящей P_{12} , 3 – головной P_{121} , 4 – отраженной P_{11} , 5 – ось скважины

Рассмотрим распространение упругих волн в скважине от сферического излучателя И, расположенного на оси скважины против пласта неограниченной мощности (рис. 35, б). В момент $t = 0$ от излучателя поступает импульс упругих колебаний и начинает распространяться падающая продольная волна P_1 , обладающая сферическим фронтом. В момент t_1 фронт такой волны достигает стенки скважины, что вызывает возникновение вторичных волн – отраженной P_{11} , проходящих продольной P_{12} (со скоростью V_{p2}) и поперечной P_1S_2 (со скоростью V_{s2}), которая на рис. 35, б не показана ($V_{s2} < V_{p2}$).

В точке А в момент t_2 фронт падающей волны образует со стенкой скважины критический угол i_p , фронт проходящей волны скользит вдоль стенки скважины и обгоняет падающую волну P_1 и отраженную P_{11} , так как $V_{p2} > V_{p1}$. Проходящая волна P_{12} , скользя вдоль границы раздела, ведет к образованию новой волны P_{121} – головной. Фронт этой волны имеет коническую поверхность, наибольший диаметр которой совпадает с диаметром скважины, а ось – с осью скважины. Головные волны, регистрируемые приемником, первыми проходят от источника импульса до приемника следующий путь: датчик импульсов – промысловая жидкость – порода – промысловая жидкость – приемник. Этот путь, сравнимый с путем головных (преломленных) волн в сейсморазведке, обозначен на рис. 35, б лучом Л. В течение некоторого времени t_k приемнику последовательно приходят следующие волны: головная P_{121} , проходящая поперечная $P_1S_2P_1$ и продольная прямая по раствору P_1 со скоростью V_{r1} , меньшей V_{p2} и V_{s2} .

Отраженные волны P_{11} обладают малой энергией и большим углом падения ($\alpha_1 \approx 90^\circ$) и приемником не отмечаются. В действительности вследствие интерференции волн и отражений от границ пластов волновое поле имеет более сложный вид.

Акустический каротаж в основном варианте сводится к определению скорости распространения упругих колебаний в пересеченных скважиной породах (АК по скорости); могут также определяться поглощающие свойства горных пород (АК по затуханию). Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их минералогического состава, пористости и формы порового пространства, и, следовательно, тесно связана с их литологическими и петрографическими свойствами. Поглощающие свойства горных пород различаются еще больше, чем скорость, и зависят от геологи-

ческого характера пород. Среди горных пород выделяются по большому ослаблению ими упругих колебаний газоносные, трещинные и кавернозные породы. Сильное влияние на затухание оказывает глинистость пород. Основным зондом, применяемым в АК, является трехэлементный (рис. 36), который состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя И и двух расположенных на некотором расстоянии от него приемников Π_1 и Π_2 , воспринимающих колебания.

Вместо двух приемников Π_1 и Π_2 могут быть установлены два излучателя И_1 и И_2 , т.е. излучатель соответственно заменяется приемником. При такой взаимной перемене мест излучателей и приемников сущность зонда сохраняется. Расстояние между приемниками Π_1 и Π_2 является характерной величиной – базой S ; длине зонда L_3 соответствует расстояние от излучателя до ближайшего приемника.

В используемой при АК ультразвуковой установке излучатель посылает импульсы колебаний, состоящие из трех-четырех периодов (6–8 фаз) с колокольной формой огибающей (рис. 36).

Как видно, в некоторый момент времени t_0 частица приходит в движение. Первое отклонение ее от положения равновесия называют вступлением волны. Величину максимального отклонения называют амплитудами фаз волны, промежуток времени, разделяющий два соседних максимума или минимума, – видимым периодом волны T . Преобладающей частотой волны является $f = 1/T$. График колебаний (волновой картины), воспринимаемых приемниками, изображен на рис. 37, б. На графике отмечены первое вступление (1), колебания продольной головной волны P_{121} (2), поперечной головной волны $P_1 S_2 P_1$ (3) и прямой P_n , идущей по промывочной жидкости, трудно разделимых.

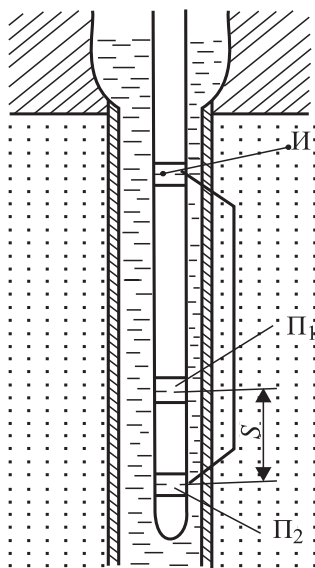


Рис. 36. Установка АК трехэлементного зонда: И – излучатель; Π_1 и Π_2 – приемники; S – длина базы зонда

Акустический каротаж по скорости основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами путем измерения интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1)/S$ [мкс/м].

На рис. 36 дано схематическое изображение изломанного луча, по которому колебания от излучателя через породу приходят к приемникам (путь волны). Время пробега Δt упругой волны на единицу длины и ее скорость V_n определяются по разности времен вступления на втором и первом приемниках ($t_2 - t_1$).

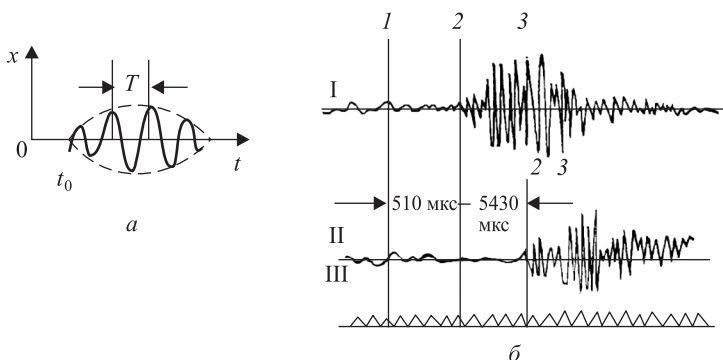


Рис. 37. Волновая картина, полученная при записи упругих колебаний приемниками трехэлементного зонда: *a* – график колебаний продольной волны; *б* – I – запись ближним приемником; II – запись дальним приемником; III – марки времени (через 100 мкс); пластовая скорость распространения волны $V_n = 2700$ м/с; расстояние между излучателем и приемником 1,36 м; расстояние между приемниками 1,16 м; 1 – отметка импульса; 2 – первое вступление головной продольной волны; 3 – поперечные колебания и волна, идущая по промывочной жидкости

Часть пути от излучателя до приемника возбужденная волна проходит по промывочной жидкости и глинистой корке. Эти отрезки пути одинаковы для каждого из приемников, вычитаются из времени вступления t_2 и t_1 , что обеспечивает исключение влияния скважины при измерениях трехэлектродным зондом. Влияние скважины возможно лишь в том случае, когда в интервале между приемниками резко изменяется диаметр скважины.

Разность путей, проходимых волной от излучателя до первого и второго приемников, равняется длине отрезка $П_1П_2$, т.е. базе зонда S . Из этого следует, что скорость распространения упругой волны

$$V_{\pi} = S/(t_2 - t_1)$$

или время пробега на единицу длины в трехэлементном зонде

$$\Delta t = 1/V_{\pi} = (t_2 - t_1)/S.$$

Скорость распространения упругой волны в пласте V_{π} , определяемая при акустическом каротаже, называется пластовой, или интервальной, а Δt – интервальным временем пробега продольной волны.

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрываемых скважиной. Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят от многих факторов – мощности излучателя, расстояния от него до данной точки и характера горных пород. В однородной среде при распространении волны со сферическим фронтом количество энергии, приходящейся на единицу объема, уменьшается пропорционально квадрату расстояния от рассматриваемой точки до излучателя; амплитуда колебаний уменьшается обратно пропорционально этому расстоянию.

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 .

Мощный пласт ($h > S$) характеризуется симметричной аномалией, ширина которой между точками отхода (точки отклонения от вмещающей среды) равна сумме мощности пласта и базы зонда ($h + S$). Вертикальный участок характеризует истинное время пробега волны. Для пласта с пониженной скоростью распространения колебаний аномалия времени Δt будет положительной (рис. 38).

Тонкий пласт ($h \leq S$) в однородной толще характеризуется симметричной аномалией. Если мощность пласта $h = S$, кривая имеет симметричную форму и значение Δt в максимуме (минимуме) дает представление об истинной пластовой скорости. Для тонких пластов $h < S$ измеренная скорость V_{κ} меньше их истинной скорости V_{κ} . В этом случае

$$1 / V_{\kappa} = h / S \cdot V_{\text{пл}} + (S - h) / S \cdot V_{\text{вм}},$$

$$\text{или } \Delta t_K = (h / S) \Delta t_{II} + (1 - h / S) \Delta t_{BM},$$

где V_{BM} – скорость распространения колебаний во вмещающих породах. Ширина аномалии между точками отхода равна $h + S$ (см. рис. 38).

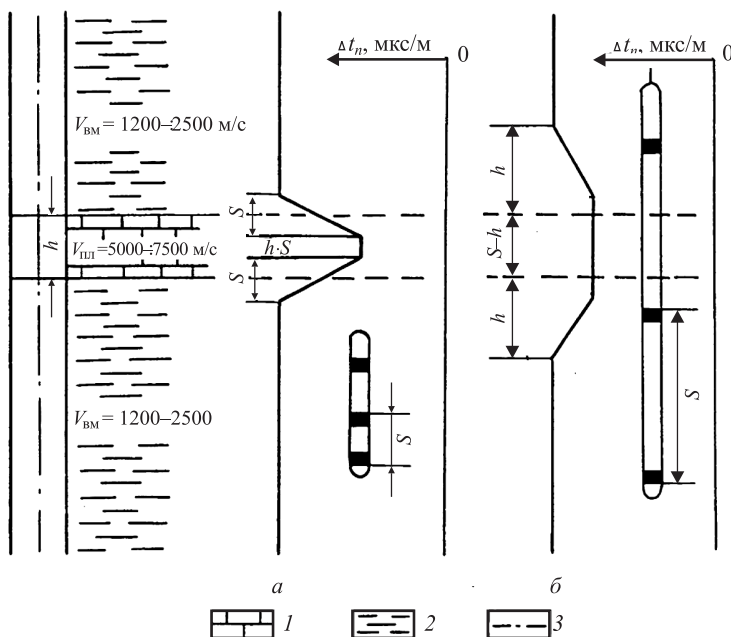


Рис. 38. Кривые интервального времени для пластов различной мощности: *а* – мощный пласт ($h > S$); *б* – тонкий пласт ($h < S$); 1 – известняк, 2 – глина, 3 – ось скважины

На рис. 39 приведена фактическая кривая АК. Как видно, повышение глинистости ведет к увеличению Δt и коэффициента поглощения $\alpha_{ак}$, ослаблению амплитуд продольных головных волн (интервал 1706–1724). Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы выделяются среди гранулярных неглинистых пород, так же как и глинистые, по уменьшению амплитуд A и увеличению $\alpha_{ак}$.

Расстояние между приемниками (база S) характеризует разрешающую способность зонда. Чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграмме АК. Однако уменьшение

базы ведет к снижению точности измерений. На практике база устанавливается меньше мощности самого тонкого из интересующих нас слоев. При выборе длины зонда руководствуются тем, чтобы зона проникновения как можно меньше влияла на результаты определения скорости распространения волн в неизменной части пласта. Это достигается увеличением длины зонда, учитывая, что при длинных зондах происходит снижение дифференцированности кривой.

Расстояния от излучателя до приемника L_3 и между приемниками S должны быть выбраны с учетом мощности источника для обеспечения уверенного выделения преломленных волн первого вступления и точности приема сигналов, поступающих от ближнего и дальнего излучателей.

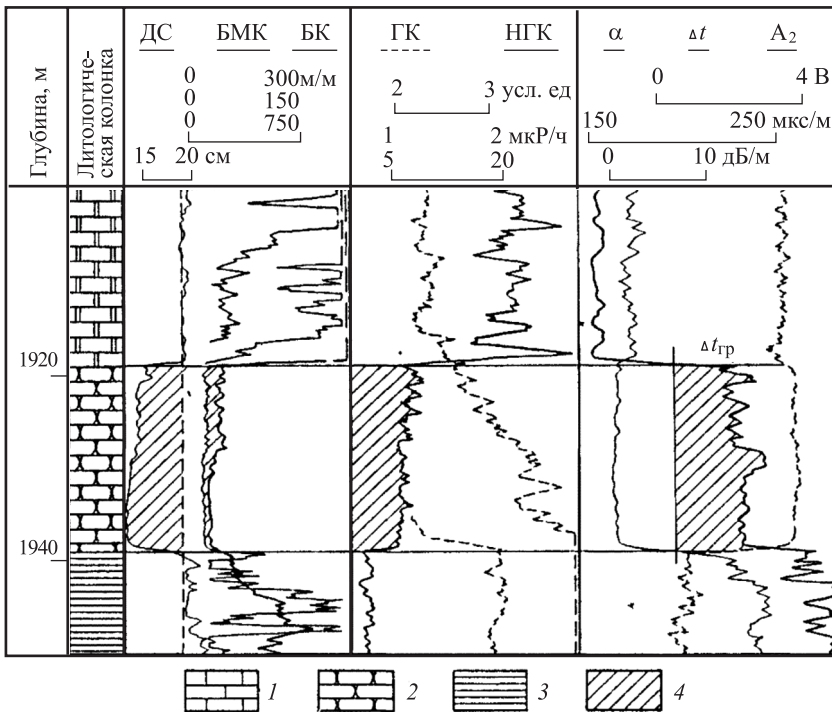


Рис. 39. Литологическое расчленение разреза и выделение коллектора-песчаника по кривым АК: 1 – карбонатные породы (доломит); 2 – песчаник; 3 – глина (аргиллит); 4 – коллектор

На практике применяются трехэлементный зонд И₂0,5 И₁1,5П и эквивалентный ему зонд П₂0,5П₁1,5И (расстояние между элементами выражено в метрах).

Данные АК в комплексе с другими геофизическими методами дают возможность определить пористость пород; выделить гранулярные коллекторы (рис. 40) и зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе; уточнить литологию разреза; получить сведения о техническом состоянии скважин (высота подъема цементного кольца в затрубном пространстве и качестве цементации скважин); вычислить средние и пластовые скорости распространения упругих колебаний, используемых при интерпретации данных сейсморазведки.

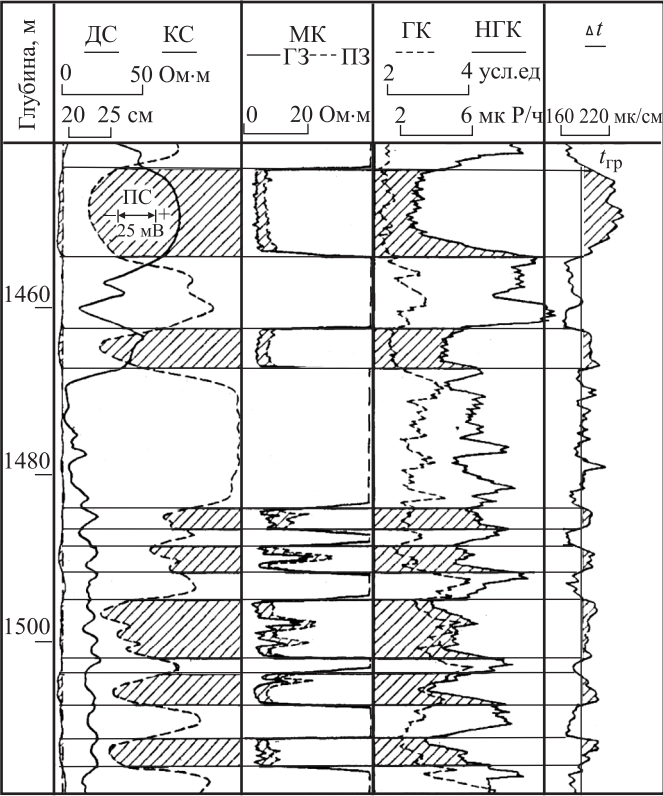


Рис. 40. Выделение гранулярных коллекторов в карбонатном разрезе (коллекторы заштрихованы)

Располагая диаграммами АК, можно сократить объем сейсмо-разведочных работ с целью выделения отражающих горизонтов и оценки качества отражений.

Глава 4

ДРУГИЕ ВИДЫ ГИС

4.1. Тепловые свойства горных пород и измерение температуры по стволу скважины

4.1.1. Тепловые свойства горных пород

Основными тепловыми свойствами горных пород являются теплопроводность λ или тепловое сопротивление породы $\xi = 1/\lambda$, теплоемкость или удельная теплоемкость c_m и температуропроводность породы α .

Коэффициент теплопроводности характеризует способность горных пород к передаче тепла и численно показывает поток тепла в ваттах в единицу времени через породу сечением 1 м^2 , высотой 1 м при разности температур 1 К и выражается в ваттах на метр-кельвин. В промышленной геофизике обычно пользуются величиной, обратной теплопроводности – тепловым сопротивлением породы ξ (метр-кельвин на ватт).

Установлено, что тепловое сопротивление пород понижается с увеличением их плотности. Поэтому изверженные и метаморфические породы имеют меньшее тепловое сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые отложения. С глубиной плотность горных пород закономерно возрастает.

Тепловое сопротивление зависит от слоистости пород: в направлении, перпендикулярном к 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 возникающим в результате дополнительным переносом тепла – конвекцией.

Свойство среды поглощать тепловую энергию при теплообмене оценивается удельной теплоемкостью (массовой c_m объемной c_v).

Под удельной теплоемкостью понимают количество тепла в джоулях, необходимое для нагрева 1 кг данного вещества на 1 К, и выражают в джоулях на метр-кельвин. Изменение температуры различных пород при поглощении или отдаче ими тепла может происходить с различной скоростью. Эта скорость изменения температуры пород характеризуется комплексным параметром, называемым температуропроводностью. Тепловые свойства основных породообразующих минералов изменяются незначительно. Несколько повышенным тепловым сопротивлением и пониженной теплопроводностью обладают глинистые минералы твердой фазы. Данные о тепловых свойствах горных пород широко используются при термических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин и решении задач, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

4.1.2. Термометрия скважин

Измерение температуры по стволу скважины производят в целях изучения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве. Результаты температурных измерений в скважине являются основой для изучения теплового поля Земли и находят широкое применение для решения ряда практических задач при бурении и эксплуатации скважин.

Применение термометрии скважин заключается в следующем. Температурные измерения в скважине производят для решения как геологических задач, так и задач, связанных с изучением технического состояния скважин. Выбор способа измерения температурной кривой и масштаба ее регистрации определяется характером и детальностью решаемых задач.

Измерение абсолютных значений температуры T (в °С) в функции глубины и времени (обычная термометрия) производится для решения следующих задач: определения основных геотермических параметров (геотермического градиента, геотермической ступени и плотности теплового потока), тепловой характеристики пород (теплопроводности или теплового сопротивления, темпера-

туропроводности), изучения технического состояния скважин (высоты подъема цемента за колонной, наличия перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, выявления интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения). Термограммы регистрируются с точностью до 0,25–0,50 °С.

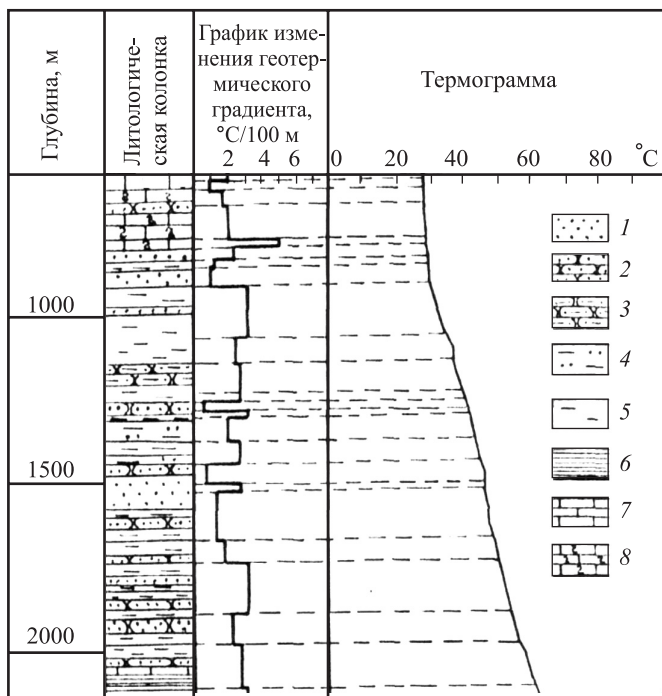


Рис. 41. График изменения геотермического градиента Γ по скважине: 1 – песок; 2 – песчаник; 3 – глинистый известняк; 4 – глина песчаная; 5 – глина; 6 – аргиллит; 7 – известняк; 8 – писчий мел

Для выявления небольших температурных аномалий, исчисляемых десятками и сотыми долями градуса, применяются методы высокочувствительной термометрии. Последняя эффективно используется при определении зон закачки газа в подземные газохранилища, глубины закачанного под давлением цемента, местоположения продуктивного пласта и газонефтяного контакта, мест

потери циркуляции в бурящейся скважине, зон гидроразрыва и т.п. (рис. 41). Дальнейшее повышение чувствительности глубинных приборов даст возможность расширить круг задач, решаемых в нефтегазопромысловой геологии по температурным измерениям. Наиболее важными вопросами являются выделение пластов по их тепловым характеристикам и определение характера нефтегазонасыщенности.

4.2. Магнитные свойства горных пород. Магнитный и ядерно-магнитный каротаж

4.2.1. Магнитные свойства горных пород

Основными магнитными параметрами горных пород, используемыми в геофизике являются намагниченность I , магнитная восприимчивость χ и магнитная проницаемость μ . Намагниченность характеризует магнитное состояние намагниченного тела и оценивается для однородного намагниченного тела как отношение магнитного момента M_m к единице его объема V :

$$I = M_m / V.$$

В случае неоднородного намагниченного тела намагниченность определяется для каждой точки (физически малого объема) и представляет средний магнитный момент единицы объема, равный геометрической сумме магнитных моментов отдельных атомов и молекул, заключенных в этом объеме. Единица намагниченности – А/м, т.е. 1 м³ вещества обладает магнитным моментом в 1 А·м³. Магнитный момент – основная величина, характеризующая магнитные свойства вещества. Магнитным моментом определяются силы, действующие на тело во внешнем магнитном поле.

Магнитная восприимчивость определяет связь между магнитным моментом (намагниченностью) породы I и ее магнитным полем H :

$$\chi = I/H,$$

где χ – величина безразмерная; размерность H – А/м. Различают объемную χ магнитную восприимчивость, отнесенную к единице объема, и удельную $\chi_{уд}$, рассчитанную на 1 кг вещества.

Магнитная проницаемость μ характеризует связь между магнитной индукцией B в породе и магнитным полем H :

$$\mu = B/\mu_0 H,$$

где μ_0 – коэффициент пропорциональности, принятый в качестве магнитной постоянной.

По величине магнитной восприимчивости горные породы подразделяются на четыре группы: очень сильномагнитные, сильномагнитные, среднемагнитные и слабомагнитные. Осадочные породы обладают слабой магнитностью. Их магнитные свойства определяются содержанием частиц ферромагнитных минералов, сильных и темноцветных парамагнетиков и слабых парамагнитных и диамагнитных минералов. Для глинистых пород $\chi = (10-14) \cdot 10^{-3}$, для песчаников – $(14-15) \cdot 10^{-3}$, а для гидрохимических и карбонатных пород – менее $6 \cdot 10^{-3}$ А/м. Под действием магнитного поля Земли горные породы в период своего формирования способны намагничиваться и сохранять приобретенную (остаточную) намагниченность в последующие геологические эпохи. По величине и направлению остаточной намагниченности пород определяют магнитное поле, существовавшее в данной точке земной поверхности при образовании породы. На этом основывается палеомагнетизм – область знаний, занимающаяся изучением эволюции геомагнитного поля во времени.

4.2.2. Магнитный и ядерно-магнитный каротаж

Для изучения геологического разреза скважин и выделения в нем полезных ископаемых используются магнитные и ядерно-магнитные свойства горных пород.

Магнитный каротаж. Методы ГИС, основанные на изучении магнитных свойств пород, слагающих разрезы скважин, называют магнитным каротажем. Существуют две его модификации: каротаж по естественному магнитному полю и каротаж магнитной восприимчивости.

Каротаж по магнитному полю (скважинная магниторазведка) основан на изучении магнитных аномалий, связанных с магнитным полем Земли, которое в каждой точке пространства характеризуется

вектором напряженности. Величина и направление этого вектора определяется тремя составляющими X , Y и Z , измерение которых может осуществляться с помощью трех взаимно перпендикулярных магниточувствительных датчиков, расположенных соответственно вдоль оси скважины (измерение Z), в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины (измерение X), и в горизонтальной плоскости (измерение Y). Каротаж по магнитному полю применяют для выявления намагниченных рудных тел в околоскважинном пространстве.

Каротаж магнитной восприимчивости пород основан на измерении этой величины и может осуществляться двумя разными способами: по изменению индуктивности соленоида и величине реактивной составляющей напряженности вторичного магнитного поля. Этот каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, их корреляции, выделения зон оруденения, определения содержания железа в магнетитовых рудах, получения данных при интерпретации аномалий магнитного поля, отмеченных при магниторазведке.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). ЯМК основан на том, что ядра ряда элементов (водорода, фтора, алюминия, углеводорода-13 и др.) обладают собственным механическим моментом (спином) и магнитным моментом, оси которых совпадают. При помещении таких ядер в постоянное внешнее магнитное поле H их магнитные моменты стремятся ориентироваться в направлении вектора данного поля, что ведет к возникновению ядерной намагниченности.

При снятии внешнего магнитного поля из-за беспорядочного теплового движения атомов и молекул вещества происходит разрушение приобретенной ядерной намагниченности. Если это происходит в присутствии остаточного магнитного поля, например поля Земли, ядра стремятся перемещаться вдоль этого поля, прецессируя вокруг него подобно волчку в поле силы тяжести, с частотой около 2 кГц (частотой Лармора), обусловленной напряженностью магнитного поля Земли ($H_z \approx 40$ А/м) и гиромангнитными свойствами ядер.

Частота прецессии (ларморова частота) пропорциональна гиромангнитному отношению $\gamma_{\text{гир}}$ (отношению магнитного момента прецессирующих ядер к их моменту количества движения — механическому моменту) и напряженности магнитного поля.

Среди породообразующих элементов эффект ядерного магнетизма наиболее сильно выражен у водорода, поскольку ядрам атомов водорода свойственно наибольшее значение гироманнитного отношения. Благодаря этому их присутствие удастся установить в условиях скважины. Ядерный магнетизм всех других элементов слишком мал, чтобы его можно было использовать для изучения разрезов скважины. При исследовании горных пород можно учитывать только ядерную намагниченность протонов.

ЯМК основан на регистрации эффектов свободной прецессии ядер водорода. С этой целью в скважину опускают прибор, включающий катушку, усилитель и переключатель, попеременно подключающий выводы катушки то к источнику постоянного тока, то ко входу усилителя. При подключении катушки к источнику тока в окружающей среде создается поляризующее постоянное магнитное поле. Схематическое изображение процессов ЯМК представлено на рис. 42. При отсутствии внешнего искусственного магнитного поля магнитные моменты ядер водорода μ ориентированы в направлении магнитного поля Земли H_3 , прецессируя вокруг него (рис. 42, I, *a*). При пропускании тока поляризации $I_{\text{пол}}$ через катушку в течение времени $t_{\text{пол}}$ (рис. 42, II, *a*) в исследуемой среде образуется постоянное магнитное поле напряженности $H_{\text{пол}}$. Вектор этого поля составляет некоторый угол с вектором напряженности поля Земли H_3 и значительно превышает его по величине. Возникающий при этом вектор ядерной намагниченности M ориентируется по результирующему вектору $H_{\text{ср}}$, представляющему собой сумму двух векторов (рис. 42, I, *b*).

Вектор ядерной намагниченности M устанавливается не сразу после включения тока $I_{\text{пол}}$, а в течение времени T_1 продольной релаксации (установления равновесия), характеризующей скорость нарастания ядерной намагниченности по направлению приложенного поля поляризации (рис. 42, II, *b*):

$$M = M_0[1 - \exp(-t_{\text{пол}}/T_1)],$$

где M_0 – вектор ядерной намагниченности при $t_{\text{пол}} \rightarrow \infty$; практически $t_{\text{пол}}$ принимается равным $(3-5)T_1$.

После выключения поляризующего тока (ступенчатым снижением до величины остаточного тока $I_{\text{ост}}$ и полным выключением

через время $t_{\text{пол}}$) в среде действует только магнитное поле Земли, и вектор ядерной намагниченности процессирует вокруг вектора H_3 с круговой частотой $\omega = \gamma_{\text{гир}} H_3$, постепенно возвращаясь к своей первоначальной величине (рис. 42, I, в). Вектор ядерной намагниченности M по отношению к H_3 может быть разложен на две составляющие: продольную $M_{||}$, совпадающую с направлением вектора H_3 , и поперечную M_{\perp} , перпендикулярную к H_3 .

Под действием вектора M_{\perp} в катушке наводится электрический синусоидальный сигнал (переменная ЭДС) $E_{\text{СПП}}$ – сигнал свободной прецессии (СПП), соответствующий амплитуде ЭДС в момент времени t , прошедший с начала прецессии, затухающий по экспоненциальному закону с постоянной времени релаксации T_2 (рис. 42, II, в). Время поперечной релаксации T_2 характеризует скорость затухания сигнала. Сигнал свободной прецессии (СПП) усиливается и передается по кабелю на поверхность, где регистрирующее устройство фиксирует амплитуду сигнала и затухание его во времени. Для изучения разреза скважины наибольший интерес представляет величина U_0 , пропорциональная числу ядер водорода, входящих в состав подвижного флюида – нефти или воды. Амплитуда U_0 отсчитывается в момент времени, сдвинутый относительно момента включения тока, что является следствием искажения огибающей кривой, которая в своей левой части как бы смещается вправо на время τ (рис. 42, II, г). Так, сигнал свободной прецессии убывает по экспоненциальному закону, достаточно иметь два значения его амплитуды U_1 и U_2 или U_1 и U_3 , разделенных некоторыми временными интервалами t_1 , t_2 и t_3 (35, 50 и 70 мс), чтобы по ним экстаполированием восстановить амплитуду сигнала U_0 , по которому определяется индекс свободного флюида. Аппаратура ЯМК позволяет одновременно автоматически регистрировать две или три каротажные кривые изменения с глубиной амплитуд сигнала свободной прецессии при фиксированных временах t_1 , t_2 и t_3 и постоянных значениях $t_{\text{пол}}$ и $t_{\text{ост}}$. По этим данным оценивается (или непосредственно регистрируется при использовании счетно-решающего устройства) величина U_0 , приведенная к моменту выключения поляризующего тока (рис. 43).

Интерпретация диаграмм ЯМК заключается в определении величин измеряемого сигнала свободной прецессии (СПП) и времени

продольной релаксации T_1 . Время поперечной релаксации T_2 , будучи искажено неоднородностью поля Земли, для изучения разрезов скважин не используется. На основании интерпретации диаграмм ЯМК возможно решение следующих основных задач: выделение коллекторов и оценка их коллекторских свойств; оценка характера насыщения коллектора и перспективы получения нефти, газа или воды из пласта.

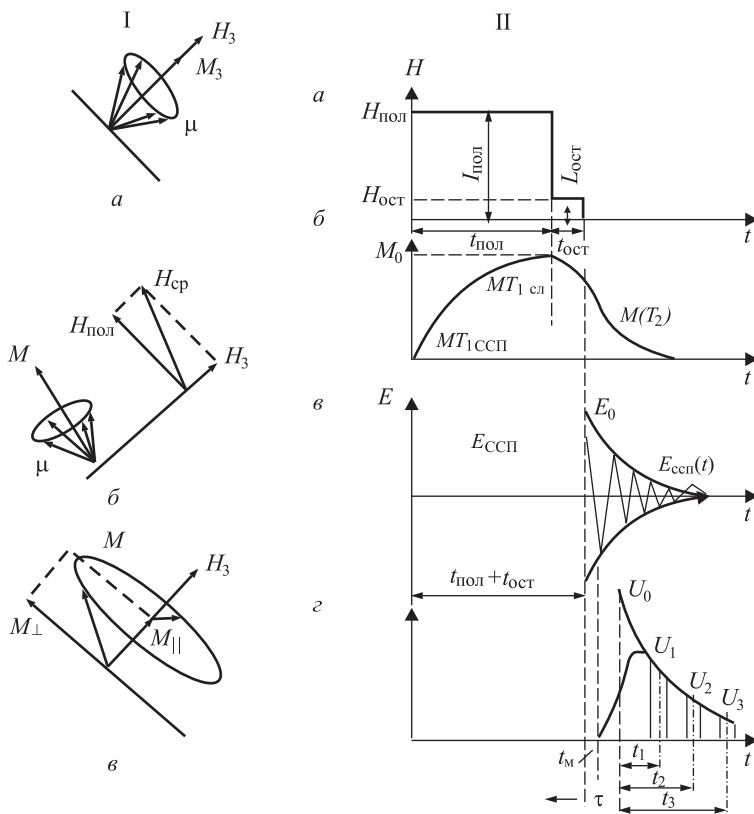


Рис. 42. Поведение вектора ядерной намагниченности (I) до поляризации (a), во время ее (b) и в начале свободной прецессии (v), а также схема процессов (II), возникающих при исследовании методом ЯМК

Аппаратура ЯМК эталонируется в единицах ИСФ (индекс свободного флюида), и кривые ЯМК принято записывать в масштабе ИСФ (% /см). Однородные водородосодержащие пласты, мощности которых равны длине зонда или превышают ее, отмечаются на кривых ЯМК симметричными максимумами, расположенными в средней части пласта: границы пластов проводятся по середине наклонных линий. Если мощность пласта меньше длины зонда, то происходит уменьшение ИСФ по сравнению с истинными величинами и расширение максимума; определение границ тонких пластов по кривым ЯМК затрудняется. В качестве существенных (характерных) величин принимаются их средние значения (ИСФ). Для получения истинных значений (ИСФ) и по данным (ИСФ)_к вводятся поправки на влияние скважины, глинистой корки, пространственной ориентации скважины и др. Для этого пользуются специальными палетками. Определение характера насыщения пород по времени продольной релаксации T_1 производится в интервалах, охарактеризованных по кривой ИСФ как коллекторы с достаточной эффективной пористостью, содержащие свободную жидкость.

Оценка времени продольной релаксации сводится к последовательному измерению амплитуды ССП для фиксированного значения времени измерения, но при изменяющихся от цикла к циклу значениях времени $t_{\text{пол}}$ в сильном или $t_{\text{ост}}$ в слабом поле.

На рис. 43 показан пример использования диаграмм ЯМК в комплексе с кривыми других методов ГИС для выделения коллекторов и оценки их насыщенности. ЯМК предназначен для выделения пластов, содержащих подвижный флюид, определения их пористости и характера насыщения.

ЯМК предназначен для выделения пластов, содержащих подвижный флюид, определения их пористости и характера насыщения. Метод ЯМК используется также для разделения нефтеносных и битумизированных пород. Для битумизированных пород эти значения очень малы. Ограничения метода ЯМК связаны с невозможностью измерения ССП в среде (в глинистом растворе, в породе с повышенной магнитной восприимчивостью, в породах с малой эффективной пористостью (1,5–2 %), в том числе в трещинных коллекторах. ЯМК применим при исследовании разрезов скважин, не обсаженных колонной.

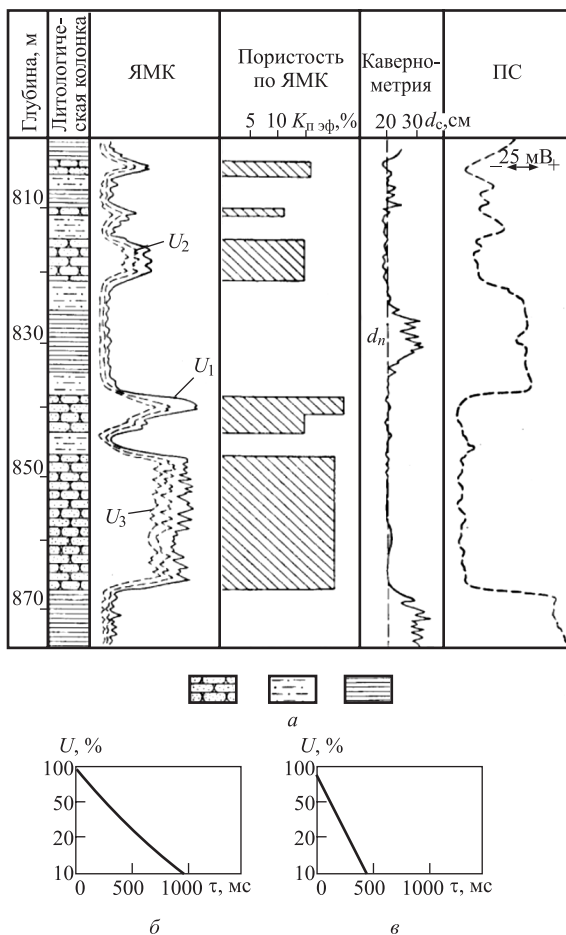


Рис. 43. Выделение коллекторов по диаграмме ЯМК (в варианте ССП) в терригенном разрезе: 1 – коллектор; 2 – неколлектор; 3 – глина. Кривые U_1 , U_2 , U_3 соответствуют временам t_1 , t_2 , t_3 после начала прецессии

4.3. Газовый и механический каротаж

Для изучения геологического разреза скважины, выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов и прогнозной оценки характера насыщения пластов-коллекторов в процессе бурения

скважины проводят комплекс исследований, который включает измерение параметров нефтегазосодержания продуктивных пластов и параметров, характеризующих режим бурения скважины, и каротаж по шламу [4, 10, 13].

4.3.1. Газовый каротаж

Комплекс геохимических исследований скважин включает: газовый каротаж, применяемый в двух вариантах: в процессе бурения и после бурения.

Газовый каротаж в процессе бурения. Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости. Поровое пространство нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью предельных углеводородов, значительная часть которых находится в газообразном состоянии. Природный газ состоит главным образом из метана CH_4 (наиболее легкого из углеводородов) и так называемых тяжелых газообразных углеводородов: этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), а также парообразных углеводородов: пентана (C_5H_{12}), гексана (C_6H_{14}) и гептана (C_7H_{16}). Более тяжелые углеводороды находятся в нефти, как правило, в жидкой фазе. Природный газ может содержать и некоторые неуглеводородные газы – углекислый газ, сероводород, азот, водород и др. В процессе бурения газ из пор нефтесодержащих пород поступает в циркулирующую по стволу скважины промывочную жидкость, размещивается в ней и транспортируется по скважине от забоя до земной поверхности. На поверхности проводят анализ содержания газообразных углеводородов в промывочной жидкости.

Таким образом, газометрия скважин в процессе бурения основана на том, что находящиеся в продуктивных пластах углеводородные газы переходят в промывочную жидкость и создают в ней зоны повышенной газонасыщенности. Эти зоны отмечаются аномалиями на диаграмме суммарных газопоказаний $\Gamma_{\text{сум}}$ в газоземной смеси с помощью термохимического газоанализатора. Регистрируемая диаграмма подвергается обработке и привязке к истинным глубинам, соответствующим поступлению в скважину анализируемых газов из разбуриваемого пласта в скважину (рис. 44).

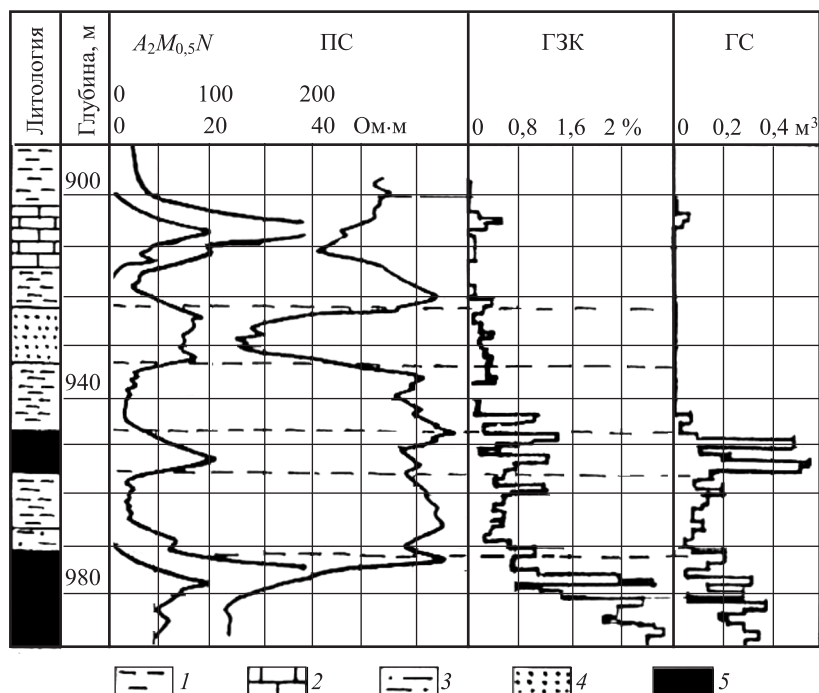


Рис. 44. Пример данных газового каротажа: ГЗК – суммарные газопоказания; ГС – содержание газа в 1 м^3 породы; 1 – глина; 2 – известняк; 3 – алевролит; 4 – песчаник; 5 – нефтеносный песчаник (коллектор)

Газовый каротаж после бурения. Газовый каротаж после бурения проводится при возобновлении циркуляции промывочной жидкости после простоя скважины (спуско-подъемных операций, ремонтных и других работ). О газонасыщенности пластов при этом судят по содержанию в промывочной жидкости углеводородных газов, поступающих из пласта в скважину в результате их фильтрации и диффузии.

После бурения проводится непрерывная регистрация газосодержания струи промывочной жидкости в течение времени, достаточного для выхода двукратного объема этой жидкости с исследуемой глубины до земной поверхности. При полном цикле циркуляции промывочной жидкости обогащенные газом зоны на диаграмме

$G_{\text{сум}}$ фиксируются дважды симметрично глубине забоя – для затрубной промывочной жидкости и для внутритрубного пространства. Начало первого газопроявления соответствует кровле газоотдающего пласта, а начало второго газопроявления – подошве пласта.

С помощью газового каротажа после бурения решаются те же задачи, что и при газовом каротаже в процессе бурения с одной и той же степенью достоверности.

4.3.2. Механический каротаж

По данным механического каротажа определяются продолжительность и скорость бурения горных пород. Продолжительность бурения – это время T_1 (мин/м), затрачиваемое на бурение 1 м породы. Скорость бурения V_6 (м/ч) характеризуется углублением скважины в единицу времени:

$$T_1 = 60 / V_6.$$

Степень трудности разрушения тех или иных горных пород определяется параметрами их буримости. Буримость горных пород является функцией многих переменных, зависящих от геологических, технических и технологических факторов [10].

Продолжительность бурения горных пород зависит в основном от прочности цементирующего вещества и его связи с частицами породы. Из осадочных пород самой высокой сопротивляемостью разрушению долотом в процессе бурения характеризуются известняки и доломиты с повышенной степенью кристаллизации и окремнености. Песчано-алевритовые породы имеют несколько меньшую сопротивляемость. Из песчаников наиболее прочны кварцевые разности с кремнистым цементом, наименее прочны песчаники с глинистым цементом. Глины, глинистые сланцы и аргиллиты, а также пески и другие рыхлые породы отличаются низкими критическими напряжениями.

Показателями буримости горных пород служат скорость бурения (м/ч, м/мин) и продолжительность бурения (ч/м, мин/м), определяемые через время бурения интервала разреза – углубления скважины (1,0; 0,5; 0,4; 0,2 м).

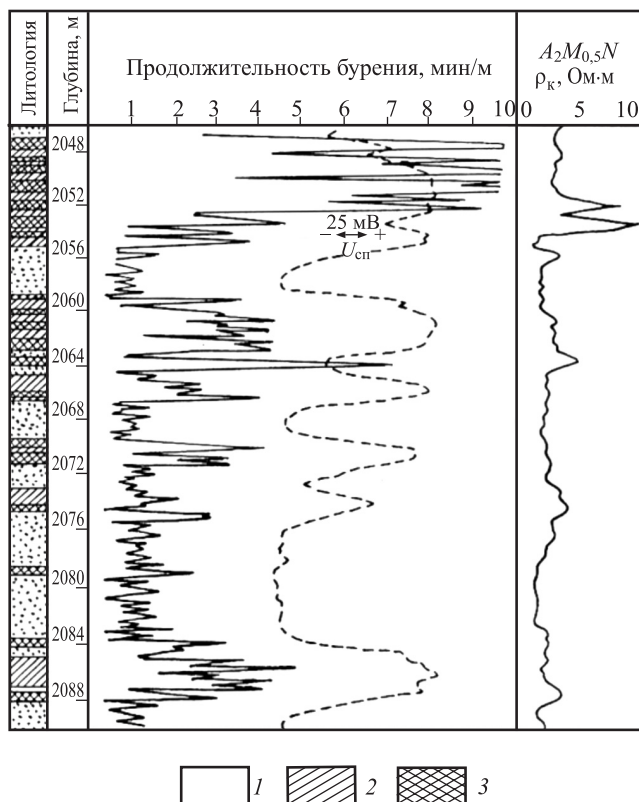


Рис. 45. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по детальной диаграмме продолжительности бурения: 1 – коллектор; 2 – глина; 3 – плотные породы

Скорость и продолжительность бурения связаны обратной зависимостью, и точность их определения (при высоких скоростях бурения и высокой дифференцированности разреза по буримости) зависит в основном от точности установления времени бурения отдельных интервалов.

Интерпретация диаграмм продолжительности бурения основана на обратной связи времени, затрачиваемого на бурение 1 м породы, с ее критическим напряжением. Эта связь описывается разными формулами для лопастных и шарошечных долот. При интерпретации данных продолжительности бурения учитываются также

изменения давления на забой, частота вращения долота, диаметр и тип долота и степень его сработанности.

По данным продолжительности бурения можно проводить литологическое расчленение разрезов скважин (рис. 45).

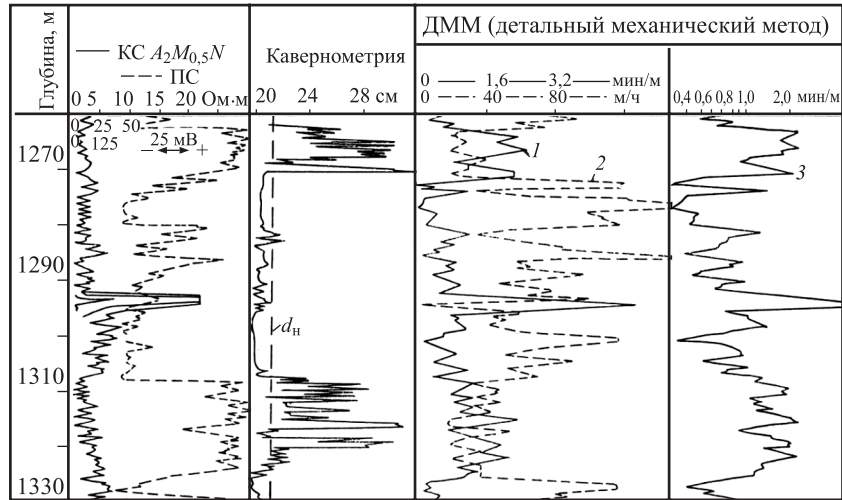


Рис. 46. Пример расчленения разреза по данным разных методов: 1 – кривая продолжительности бурения; 2 – кривая скорости бурения; 3 – кривая продолжительности бурения, записанная в логарифмическом масштабе

Более крепкие породы – сильно сцементированные осадочные породы (доломиты, кристаллические известняки, сливные песчаники) характеризуются высокой продолжительностью бурения по сравнению с пористыми терригенными и карбонатными породами. Особенно четко выделяются каверны и карстовые пустоты в толще карбонатных отложений.

Точность литологического расчленения разреза скважин возрастает при комплексной интерпретации диаграмм продолжительности бурения с другими методами ГИС (рис. 46).

Каротаж по шламу. При этом виде каротажа в процессе бурения скважины отбирают шлам и исследуют его. Комплекс исследований шлама, выполняемых в лабораторных условиях, включает описание шлама и построение по нему литологического разреза скважины, люминесцентный анализ, определение карбонатности и открытой пористости горных пород.

ЧАСТЬ II

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН, СПЕЦИАЛЬНЫЕ СКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Информация о техническом состоянии скважины необходима для получения достоверных сведений о результатах опробования продуктивных пластов, надежного контроля разработки залежей углеводородного сырья, проведения в скважинах ремонтных работ. Изучение технического состояния скважин проводится на всех этапах их действия: бурения, перед вводом в эксплуатацию и в процессе эксплуатации.

При геофизических исследованиях горные породы и содержащиеся в них полезные ископаемые изучаются в разрезах скважин. Скважина представляет собой вертикальную или наклонно-направленную цилиндрическую горную выработку, длина которой значительно больше ее диаметра. Она состоит из трех основных частей: устья – ее верх, забоя – ее дно и ствола – вся цилиндрическая часть от устья до забоя.

Контроль технического состояния эксплуатационных, контрольных и нагнетательных скважин осуществляется методами ГИС непосредственно после окончания их бурения и цементирования обсадных колонн, а также на протяжении всего времени жизни скважины.

В открытом стволе этих скважин проводят измерения традиционными методами ГИС (инклинометрия, кавернометрия, профилометрия), а в обсаженных скважинах – специальными методами (цементометрия, дефектометрия, притокометрия и др.).

В настоящее время методами ГИС решаются следующие задачи оценки технического состояния скважин:

1. Определение положения ствола скважины в пространстве (искривления скважин – инклинометрия).
2. Измерение диаметра скважины (кавернометрия).
3. Определение профиля сечения ствола скважин и обсадных колонн (профилометрия).

4. Определение качества цементированния обсадных колонн и состояния цементного камня во времени.

5. Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубной циркуляции жидкости (притокометрия).

6. Установление уровня жидкости в межтрубном пространстве.

7. Установление местоположения муфтовых соединений колонн, их участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра обсадных колонн.

8. Выявление дефектов (отверстий, трещин, вмятин) в обсадных и насосно-компрессорных трубах.

9. Установление интервала разрыва обсадной колонны.

10. Определение мест прихвата бурового инструмента и местоположения металлических предметов в скважине.

11. Контроль за установкой глубинного оборудования и цементных мостов.

12. Исследование состава жидкости в колонне.

13. Исследование зон гидроразрыва пласта.

14. Выявление и оценка толщины парафиновых и солевых отложений в межтрубном пространстве.

Дефекты в конструкции скважины возникают из-за коррозии стальной колонны, разрушения цементного камня и ухудшения сцепления его с породой и колонной в результате прострелочно-взрывных работ, а также под воздействием агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов. При извлечении углеводородов из пласта они частично выделяют парафин, смолы и соли, образуя на поверхностях насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны парафиновые и солевые пробки, что приводит к снижению дебитов нефти и газа. Вследствие нарушения герметичности колонны и цементного кольца в скважину может поступать посторонний флюид, не связанный с выработкой конкретного продуктивного пласта, или же нагнетаемая жидкость будет уходить за пределы намечаемого для закачки объекта.

Каждое месторождение нефти и газа вводится в разработку в соответствии с принятой системой разработки – совокупностью технологических и технических мероприятий, обеспечивающих рациональное извлечение УВ сырья из пластов-коллекторов и управление этим процессом. При выборе оптимальной системы разработки

большое внимание уделяют изучению технического состояния скважин методами геофизических исследований скважин (ГИС): измерение искривления и диаметра скважины, определение качества цементирования обсадных колонн, обнаружение мест притока в скважину и затрубного движения жидкости и др. [10, 13, 20, 28].

Глава 5

ТЕХНОЛОГИЯ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС ПРИ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Для контроля технического состояния обсаженных перфорированных и неперфорированных, действующих и остановленных скважин применяются специальные комплексы методов ГИС – электрических, акустических, термических, радиоактивных, магнитных, механических.

Среди *электрических методов* наибольшее применение получила резистивиметрия.

Электромагнитные методы представлены индукционной дефектометрией и магнитной локацией обсадных труб. Индукционная дефектометрия позволяет выявить наличие локальных дефектов в обсадных трубах, а магнитный локатор применяют для установления положения муфтовых соединений колонны, глубины спуска насосно-компрессорных труб, положения забоя, определения интервалов перфорации и выявления разрывов и трещин в обсадных колоннах.

Из *радиоактивных методов* при контроле технического состояния скважин наиболее широкое применение получили методы ГГК, НГК, ННКт и метод радиоактивных изотопов.

На регистрируемой кривой ГГК четко выделяются участки с наличием цементного камня за колонной – показания интенсивности рассеянного гамма-излучения $J_{ГГК}$ понижены по сравнению с участками, содержащими за обсадной колонной промысловую жидкость. Приборы типа СГДТ-2 называются гамма-дефектомерами-толщиномерами и предназначены для одновременного опре-

деления качества цементирования обсадной колонны и толщины ее стенок. Прибор ЦМГА-2 решает такие же задачи, но с помощью комплекса радиоактивного и акустического каротажа.

Для определения положения в скважинах пакеров, глубины спуска насосно-компрессорных труб, положения уровня жидкости и интервалов и толщин парафиновых и солевых отложений используются радиоактивные методы НГК и ННК-т. Качество цементирования скважин оценивается методом радиоактивных изотопов с замерами двух кривых ГК.

Акустические методы используются для оценки качества цементирования и определения технического состояния обсадных колонн с помощью акустических цементометров типа АКЦ и СПАК. Скважинный акустический телевизор (САТ) предназначен для исследования скважин с помощью фотографий, получаемых с экрана кинескопа в виде изображения развертки стенки скважины.

Методы термометрии используются в основном для выявления затрубных циркуляций, определения мест негерметичности обсадной колонны. Исследования ведутся термометрами ТЭГ-36, ТР7-651, Т4 и СТД.

Механические методы, к которым относятся микрокавернометрия и механическая расходометрия, позволяют оценить изменение диаметра обсадных колонн и установить места негерметичности обсадных труб.

5.1. Особенности проведения ГИС

в эксплуатационных и нагнетательных скважинах

Геофизические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин имеют свои специфические особенности, которые связаны с оборудованием устья скважин, спуско-подъемом скважинных приборов, требованиям к их габаритам, методикой проведения самих исследований [20].

По условиям спуско-подъема скважинных приборов все скважины подразделяются на две группы: неработающие и действующие.

В группу неработающих скважин входят:

- обсаженные и зацементированные, выходящие из бурения или капитального ремонта (до их перфорации);
- контрольные с неперфорированными пластами;

– остановленные фонтанные и насосные с извлеченным из ствола технологическим оборудованием (до или после капитального ремонта);

– пьезометрические.

К группе действующих скважин относятся:

– эксплуатационные со штанговыми глубинными или электропогруженными насосами;

– нагнетательные;

– эксплуатационные с применением фонтанного или компрессорного способов добычи углеводородов.

В неработающих скважинах устье негерметизировано, и ствол скважины свободен для прохождения скважинных приборов большого диаметра, предназначенных для работы в обсадных колоннах. Неперфорированные скважины обычно заполнены однородной промывочной жидкостью. При работе в остановленных скважинах из-за отсутствия буровой вышки для подъема и спуска скважинных приборов используется специальное спуско-подъемное оборудование (передвижная вышка, тренога или трактор-подъемник).

Действующие скважины могут быть без повышенного и с повышенным давлением на устье скважины. Повышенное давление на устье отмечается в фонтанных, компрессорных и нагнетательных скважинах, а также в скважинах с работающими штанговыми или электропогруженными насосами. Отсутствие повышенного давления может наблюдаться после отключения штанговых или электропогруженных насосов, а также в нагнетательных скважинах в период прекращения закачки воды.

В случае проведения ГИС в действующих скважинах с повышенным давлением на устье используется специальное устьевое оборудование – лубрикатор, позволяющий производить спуск и подъем скважинного прибора в лифтовые трубы или межтрубное пространство без разгерметизации устья скважины. Лубрикатор (рис. 47, а) состоит из трубы 2, которая является приемной камерой. Лубрикатор нижним концом крепится к фланцу 1 фонтанной арматуры. Верхний конец трубы снабжен уплотнительным устройством 3, состоящим из одного-двух сальников, набранных из металлических и нефтестойких резиновых колец. При подготовке к исследованиям скважинный прибор помещается в приемную камеру 2 (тру-

бу) и подсоединяется к кабелю 8, предварительно пропущенному через уплотнительное устройство 3. Затем открывают подlubрикаторную задвижку и опускают прибор в скважину. Движение кабеля осуществляется через верхний и нижний 7 ролики, закрепленные на кронштейнах 5 и 6. При больших давлениях на устье приборы снабжаются грузами, а лубрикаторы – устройствами для принудительного проталкивания кабеля. Длина лубрикатора должна быть больше максимальной длины скважинного прибора с грузом. Лубрикаторы могут быть стационарными или установленными на передвижной вышке.

Скважины, оборудованные штанговыми глубинными насосами (рис. 47, б), исследуются с помощью малогабаритных приборов 10, опускаемых в серповидное межтрубное пространство между эксплуатационной колонной 13 и насосно-компрессорными трубами 14 через отверстие в эксцентричной план-шайбе 15, снабженной сальниковым устройством 3. Верхний направляющий ролик 4 крепится на вертикальной опоре 12, положение которой регулируется болтами так, чтобы кабель свободно проходил через отверстие в план-шайбе.

При работе в фонтанных, компрессорных, нагнетательных скважинах прибор спускается в лифтовые трубы, которые обычно приподняты над интервалом перфорации, и таким образом изучается прискважинное пространство в эксплуатационной колонне ниже воронки лифтовых труб 9.

Геофизические исследования в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами, проводятся приборами, спущенными в межтрубное пространство, в эксплуатационной колонне ниже насоса 11. В скважинах, эксплуатирующихся погружными центробежными электронасосами, исследуется пространство выше насоса с помощью приборов, установленных в насосно-компрессорных трубах. Ниже насоса можно производить исследования лишь при условии спуска прибора перед насосом.

При работе в действующих скважинах к глубинным геофизическим приборам предъявляется жесткое требование в отношении их диаметра, чтобы обеспечить беспрепятственный их спуско-подъем в межтрубном пространстве или в насосно-компрессорных трубах. Поэтому используются приборы малого диаметра (25–42 мм).

При проведении ГИС большое внимание уделяется точному определению глубин. С этой целью проводят измерения локатором муфт и ГК или НГК (ННКт).

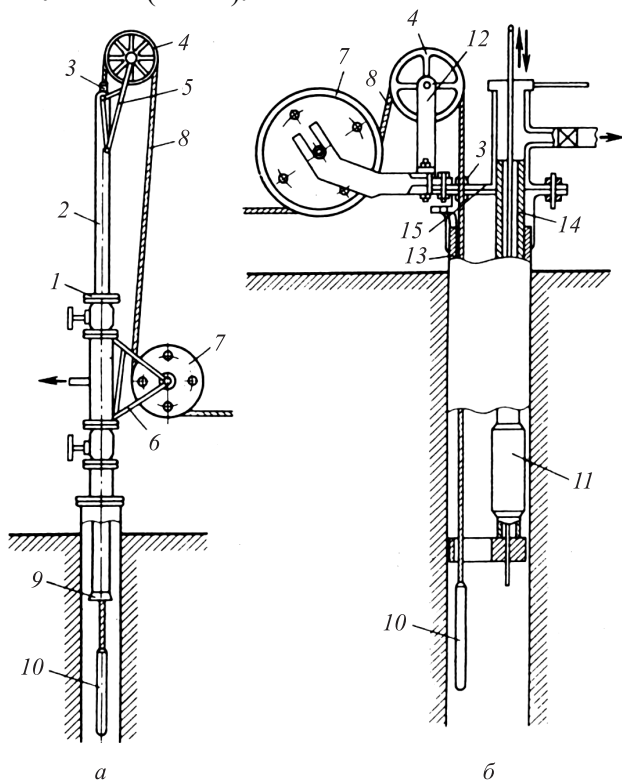


Рис. 47. Схема оборудования устья скважин для проведения геофизических исследований фонтанирующей (а) и глубиннонасосной (б) скважин

При детальном исследовании интервалов продуктивных пластов большинство измерений отдельными методами, например ГК, ИННК, ИНГК, НГК, ННКт, механической и термоиндуктивной расходомерии, плотностемерии и другими, проводят дважды в крупном масштабе и с малой скоростью передвижения приборов. Для некоторых методов ГИС (механическая расходомерия, ИНГК, ИННК) кроме непрерывных записей предусмотрена еще и точечная запись изучаемого параметра.

При проведении ГИС применяется комплексная промысловая автоматическая лаборатория КОМПАС, которая смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131 в геофизическом кузове СГК-7, разделенном на салон оператора и технологический отсек с лебедкой и кабелем. Лаборатория позволяет проводить измерения методами термометрии, расходомерии, давления, плотностеметрии, влагомерии, радиометрии.

Преобразователи расходов и влажности «Кобра-36РВ» и термостойкий (до 150 °С) РВТ-36 предназначены для измерения расхода (дебита) нефти и содержания в ней воды по отдельным пластам.

Автономный прибор АЦКМ-4 предназначен для измерения и регистрации давления, температуры, скорости потока газа или жидкости, интенсивности γ -излучения горных пород при исследовании газовых скважин. Аппаратура работает без кабельной связи с поверхностью, питание автономное от химических источников. Информация записывается на магнитную проволоку.

5.2. Определение искривления скважин

Скважины в зависимости от геологических, геоморфологических и других условий проектируют вертикальными, наклонно-направленными, с горизонтальным окончанием.

В процессе бурения ствол скважины обычно отклоняется от заданного направления из-за влияния ряда геологических и технических факторов. Фактическое отклонение оси скважины от вертикали в каком-либо направлении называется **искривлением скважины**. На рис. 48 изображено положение ствола скважины в пространстве.

На определенном интервале глубин положение ствола скважины в пространстве характеризуется углом отклонения скважины от вертикали (зенитным углом δ) и азимутом φ .

Угол наклона скважины заключен между осью скважины и горизонтальной плоскостью и равен $90^\circ - \delta$. **Магнитный азимут искривления** – угол между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, взятой в сторону увеличения глубины скважины, отсчитываемые по часовой стрелке. Плоскость, проходящую через вертикаль и ось скважины на данном ее участке, называют **плоскостью искривления** (апсидальная плоскость).

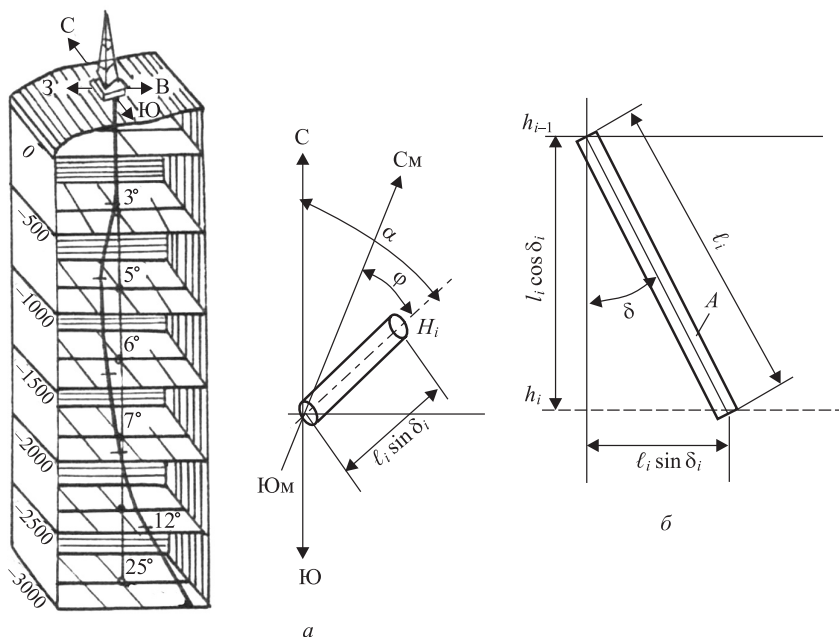


Рис. 48. Схема фактического положения ствола скважины в пространстве и проекция участка ствола скважины на горизонтальную плоскость (а) и участка оси скважины в вертикальной плоскости (б): ЮС, ЮМСм – направления на север и магнитный север; α – дирекционный угол; φ – магнитный азимут; ℓ_1 – длина интервала, расстояние между двумя соседними точками замера, расположенными на глубинах h_{i-1} (верхняя точка) и h_i (нижняя точка); δ – угол отклонения оси скважины от вертикали (зенитный угол)

Дирекционный угол $\alpha = \varphi + \gamma \pm D$, где γ – угол сближения между осевым меридианом в данной точке (может быть положительным или отрицательным); D – магнитное отклонение (восточное со знаком плюс, западное – минус). Значение $\gamma \pm D$ указывается на географических картах.

Сведения об искривлении скважины необходимы для установления положения ее забоя в пространстве, при построении профильных геологических разрезов, структурных и других геологических карт.

Замеры искривления нефтяных и газовых скважин осуществляются **инклинометрами с дистанционным электрическим измерением** типа КИТ (КИТА), КМИ-36 и др.; инклинометром непре-

рывным цифровым Ин-1-721; фотоинклинометрами типа ИФ-6, гироскопическими инклинометрами (ИГ-2Ю ИГ-50, СИ-3 и др.), телеметрическими системами [10, 20, 26].

Инклинометры дискретного действия типа КИТ состоят из скважинного прибора с удлинителем и наземного пульта. Главной их механической частью является вращающаяся рамка с установленными на ней указателями угла (отвесом) и азимута (буссолью) искривления ствола скважины (рис. 49).

Рамка 5 с осью 20, закрепленная на керне 19 и подшипнике 1, свободно вращается, и ось ее вращения, совпадает с главной осью прибора. Центр тяжести рамки благодаря грузу 18 смещен с ее оси так, что плоскость рамки всегда устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины.

Указатель азимута (бус-соль) состоит из магнитной стрелки 8, насаженной на острие 11, и контактной стрелки 5 дугообразного рычага 13. Под магнитной стрелкой размещается колодка с кольцевым азимутальным реохордом 9 и токопроводящим контактным кольцом 10. Азимутальный реохорд представляет со-

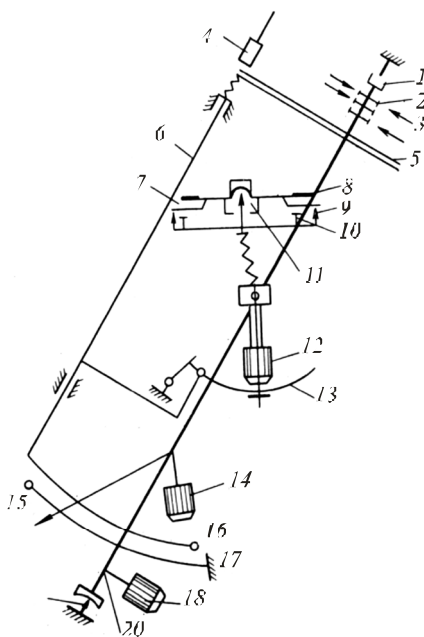


Рис .49. Схема устройства механической части инклинометра КИТ

бой разорванное в одном месте кольцо из манганиновой проволоки.

Разрыв реохорда подключен в измерительную схему и совпадает с плоскостью искривления прибора. При измерении магнитная стрелка со скрепленной с ней контактной соединяет токопроводящее кольцо 10 с одной из точек реохорда и фиксирует искривление скважины. Указатель азимута благодаря карданному подвесу

под действием грузика 12 всегда занимает такое положение, при котором острое, несущее магнитную стрелку, устанавливается вертикально, а колодка с реохордом – горизонтально, 4 – электромагнит, 6–13 – тяги, 7 – пружинные контакты, 18 – грузик рамки.

Основной частью указателя угла отклонения является отвес 12, скрепленный со стрелкой 15. Плоскость их качания совпадает с плоскостью искривления. Параллельно кривой, по которой перемещается конец стрелки, установлен угловой реохорд 17. При измерении конец стрелки 15 соединяет одну из точек углового реохорда с токопроводящим проводом 16 и фиксирует угол отклонения прибора от вертикали. В верхней части рамки размещен коллектор 3, имеющий три контактных кольца 2 с выводами от азимутального и углового реохорда, которые поочередно подключаются в измерительную схему.

В вертикальных скважинах интервалы замеров составляют 20–25 м, в наклонно-направленных – 5–10 м.

Результаты инклинометрических измерений записываются в журнал наблюдений и в таблице замеров указывают значения углов δ , φ и дирекционного угла α в соответствии с глубинами их измерений.

По значениям измеренного зенитного угла δ и вычисленного дирекционного угла α строится проекция ствола скважины на горизонтальную плоскость, называемую **инклинограммой** (рис. 50).

В этом случае проекция l'_i участка скважины длиной l_i на горизонтальную плоскость будет $l'_i = l_i \sin \delta_i$, где l_i – длина интервала, принимаемого за прямолинейный, между ближайшими точками наблюдений. Для определения глубины забоя, кровли и подошвы отдельных горизонтов разреза по вертикали и их гипсометрических отметок строят вертикальную проекцию ствола скважины. Вертикальные проекции отдельных участков скважины рассчитывают по формуле $l''_i = l_i \cos \delta_i$, а общую глубину по вертикали для заданной глубины по формуле $h = \sum l''_i = \sum l_i \cos \delta_i$. При этом гипсометрическая отметка объекта будет $h' = h - \text{Ал}$, где Ал – альтитуда устья скважины.

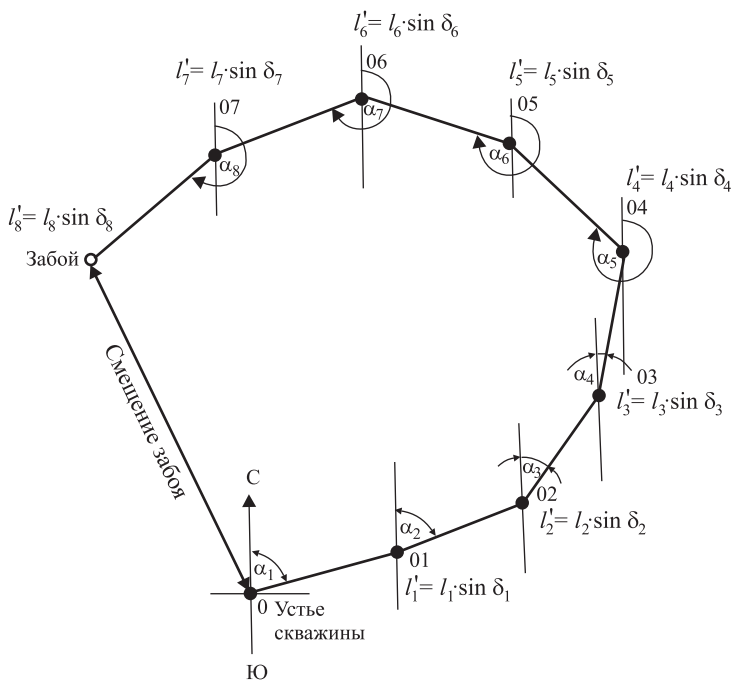


Рис. 50. Пример построения инклинограммы

В новых скважинах расчет кривизны (определение удлинения ствола скважины с глубиной) производится автоматически на ЭВМ каротажной станции по программе обработки данных инклинометрии. В качестве результата обработки представляется таблица, в которой значению глубины в метрах соответствует рассчитанная абсолютная отметка.

5.3. Измерение диаметра и профиля ствола скважины

Фактический диаметр скважины d_c в ряде случаев отклоняется от его номинального d_n , равного диаметру долота, которым бурилась скважина.

Увеличение d_c (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий.

При использовании соленого бурового раствора гидратация глинистых частиц уменьшается, что приводит к замедлению образования каверн. При использовании промывочных жидкостей на нефтяной основе каверны обычно не образуются.

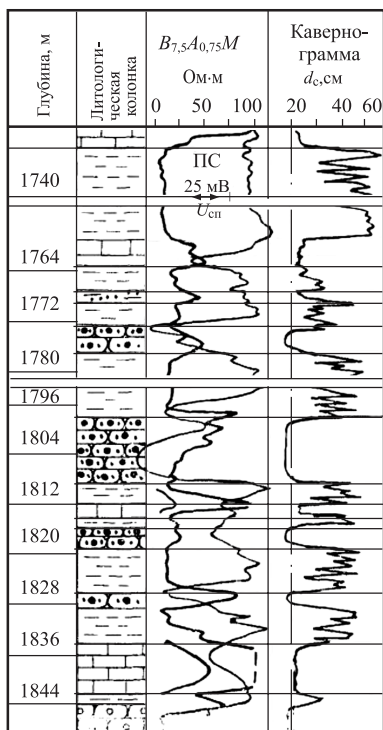
Против соляных и гипсовых пластов из-за растворения этих пород промывочной жидкостью на водяной основе наблюдается увеличение диаметра скважины.

Иногда увеличение d_c наблюдается и в интервалах трещиноватых пород, которые могут быть ослаблены по механической прочности в процессе бурения. Номинальный диаметр обычно сохраняется в интервалах прочных пород – известняков, доломитов, плотных песчаников.

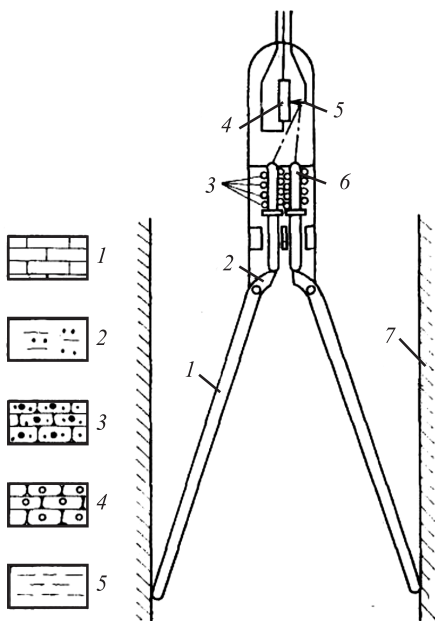
В результате фильтрации бурового раствора в интервалах проницаемых пластов образуется глинистая корка на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра скважины d_c . Толщина глинистой корки изменяется от нескольких миллиметров до 5 см и более.

Знать фактический диаметр скважины необходимо для расчета объема затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, выбора глубины места установки башмака колонны, фильтров, пакеров и испытателей пластов, а также для контроля технического состояния скважины в процессе бурения. Результаты кавернометрии используют при обработке данных ГИС, для выделения пластов горных пород и определения их литологического состава (рис. 51). Диаметр скважины измеряется с помощью **каверномеров и профилемеров**, которые различаются по своим конструктивным особенностям.

Наибольшее распространение имеют каверномеры типов СКС и СКО с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях (см. рис. 51, б). Достаточно широко используются каверномеры КМ-2 (каверномер малогабаритный) и каверномеры скважинные управляемые типа КСУ-1 и КСУ-2. Каверномеры опускают в скважину со сложенными измерительными рычагами, которые удерживаются замком, кольцом или проволокой. Движения измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобразуются с помощью датчиков в электрические сигналы, передаваемые на каротажную станцию и регистрируемую в виде **кавернограммы** [8, 20, 26].



a



б

Рис. 51. Литологическая колонка по данным кавернометрии и электрического каротажа (*a*) и схема конструкции каверномера (*б*): *a*: 1 – известняк; 2 – алевролит; 3 – песчаник нефтенасыщенный; 4 – песчаник водонасыщенный; 5 – глинистая порода; *б*: 1 – длинное плечо рычага; 2 – короткое плечо рычага; 3 – пружина; 4 – омический датчик; 5 – ползунок; 6 – шток

Каверномер представляет сведения о среднем диаметре скважины, за который принимают диаметр круга, эквивалентного по площади сечению плоскости, перпендикулярной ее оси.

Однако в общем случае сечение ствола скважины не является круговым. Несоответствие формы сечения кругу свидетельствует о наличии желобов, которые образуются при искривлении скважины, воздействия на стенки замковых соединений бурового инструмента. Для более детального изучения формы сечения диаметра обсаженных и необсаженных скважин применяют **каверномеры-профилемеры** (рис. 52), которые обычно позволяют измерять диа-

метры скважины в двух и более взаимно перпендикулярных плоскостях с выдачей значений их полусумм: $(d'_0 + d''_c)/2$ против плотных пород с номинальным диаметром скважины d_0 (плотные непроницаемые песчаники, известняки и доломиты) и $(d'_0 + d'_c)/2$ – против пород с другими плотностными характеристиками (аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки и др.).

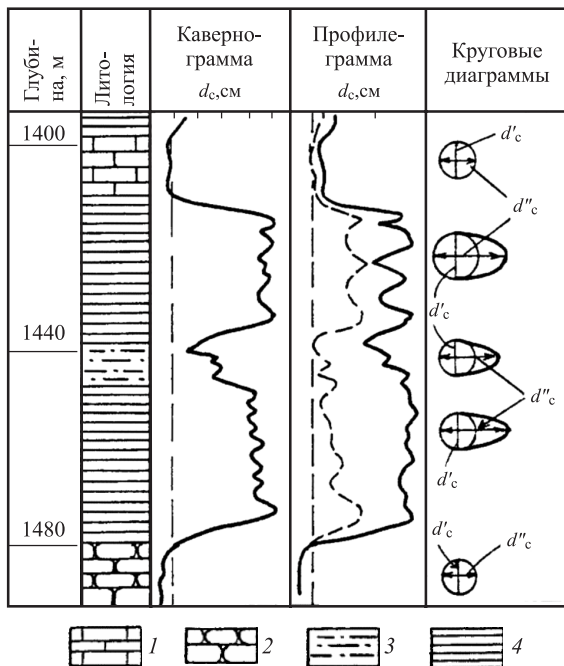


Рис. 52. Кривые профилометрии, кавернометрии и диаграммы сечения скважины: 1 – известняк плотный; 2 – песчаник проницаемый; 3 – алевролит; 4 – глина

Различают вертикальную и горизонтальную профилометрии. При вертикальной профилометрии измеряются в двух взаимно перпендикулярных направлениях хорды, характеризующие примерное поперечное сечение ствола скважины.

Для более точного определения формы поперечного сечения скважины используют **горизонтальные профиломеры**, для которых характерно наличие шести или восьми рычагов с известной для них ориентацией на магнитный север (рис. 53).

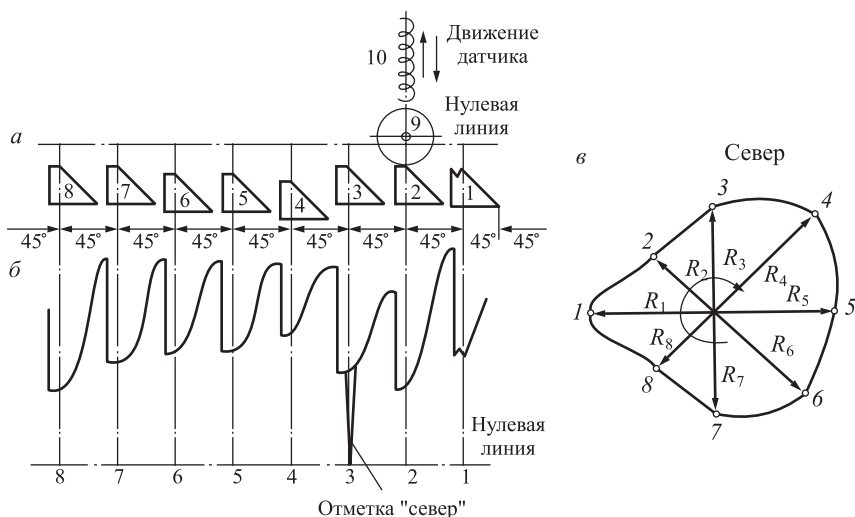


Рис. 53. Принцип работы горизонтального профиломера: *а* – развертка кулачков профиломера: 1–8 – кулачки, 9 – датчик (ролик), 10 – пружина; *б* – сигнал, передаваемый из скважинного прибора; *в* – построение поперечного сечения скважины

Наиболее используемые **каверномеры-профиломеры** типа каверномера-профиломера скважинного СКП-1 (регистрация диаметра скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях), ТПК-1 (выдает итоговый результат от трех пар измерительных рычагов), профиломер-радиусомер скважинный СПР-1 (измеряет восемь радиусов и азимут искривления скважины), профиломер трубный скважинный ПТС-1 (шесть профилограмм для определения сечения обсадных колонн) и ПТС-2 (измеряет восемь радиусов колонны).

5.4. Пластовая наклономерия.

Определение элементов залегания пластов

При изучении геологического строения региона со значительными тектоническими нарушениями и большими углами падения пластов необходимо знать характер залегания пластов. Эти сведения также необходимы при исследовании наклонно направленных скважин.

Пластовая наклонотметрия служит для определения элементов залегания пластов (угла падения α и азимута λ) по геофизическим измерениям в скважине. Определение элементов залегания пластов имеет важное значение для изучения геологического строения района. Данные о наклоне пласта необходимы для интерпретации материалов ГИС. Азимут и угол падения пластов определяют в скважине при помощи специального глубинного прибора – пластового наклономера.

Залегание пласта характеризуется его простиранием и углом падения (рис. 54).

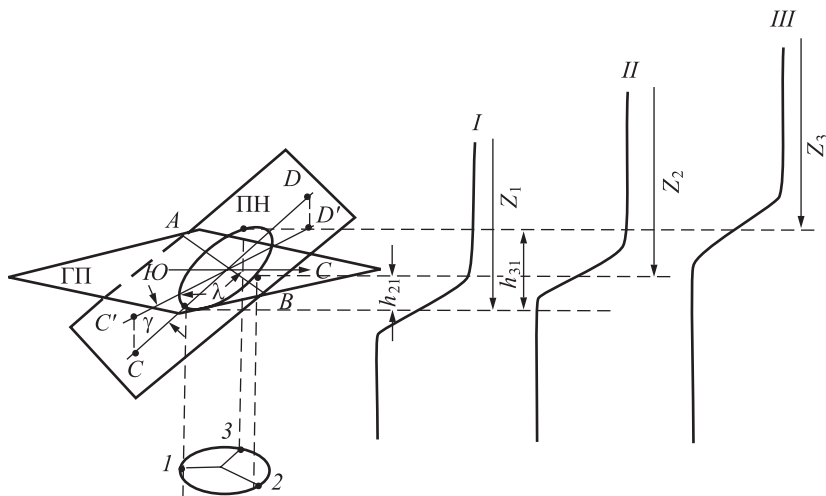


Рис. 54. Определение угла падения пластов с помощью наклономера: 1, 2 и 3 – датчики; I, II III – зарегистрированные ими кривые; ПН – плоскость напластования – граница раздела двух пластов

Простиранием пласта называется направление горизонтальной линии AB , лежащей в плоскости напластования ПН. Линией падения пласта является линия CD , проведенная в плоскости напластования ПН перпендикулярно к простиранию. Направлением падения пласта называется направление проекции $C'D'$ линии падения пласта CD на горизонтальную плоскость ГП, а углом падения γ – угол между линиями CD и $C'D'$ (угол между плоскостью напластования

ПН и горизонтальной плоскостью ГП). Направление падения пласта характеризуется его азимутом λ (углом между линией С'D' и линией Ю-С в горизонтальной плоскости ГП) и отсчитывается по часовой стрелке.

В настоящее время для измерения падения пластов наиболее широко используются **пластовые наклономеры**, которые состоят из трех датчиков, инклинометра и каверномера. Наиболее востребованные наклономеры – пластовый наклономеры типа НП-3 и НИД-1 [20, 26].

Глава 6

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

После окончания бурения в скважину, как правило, спускают обсадные колонны, а затрубное пространство между стенкой скважины и внешней поверхностью заливают цементом. Цементирование затрубного пространства необходимо для разобщения отдельных пластов с целью устранения перетоков различных флюидов из одного пласта в другой. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.п.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль разработки нефтегазовых месторождений.

О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- соответствие подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема,
- наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии,
- равномерное распределение цемента в затрубном пространстве,
- хорошее сцепление цемента с колонной и породами.

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

6.1. Термометрия для контроля цементирования

Определение местоположения цемента в затрубном пространстве по данным термических исследований основано на фиксировании тепла, выделяющегося при твердении цемента. Метод позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и наличие цемента в затрубном пространстве. Зацементированный интервал отмечается на термограмме повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой против незацементированных участков скважины (рис. 55).

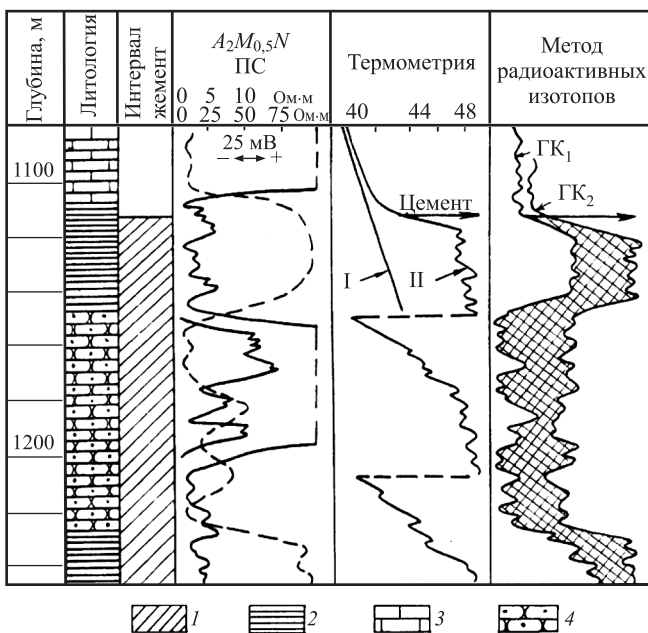


Рис. 55. Определение уровня цемента по данным термометрии и радиоактивных изотопов: замеры температуры: I – контрольный, II – после заливки цемента; ГК₁ – замер до закачки цемента, ГК₂ – после закачки цемента; 1 – цемент за колонной, 2 – глина, 3 – известняк, 4 – песчаник

Максимальные температуры при схватывании цемента наблюдаются в интервале 6–16 часов, а температурные аномалии можно зафиксировать во времени от 6 часов до одних суток после окончания заливки. Верхняя граница цемента отмечается резким сдвигом кривой на термограмме. Следует отметить, что термометрия не представляет сведения о характере распределения цемента в затрубном пространстве и качестве цементирования.

6.2. Метод радиоактивных изотопов

Метод радиоактивных изотопов основан на регистрации γ -излучения радиоактивных изотопов, вводимых в цементный раствор во время его приготовления. Участок колонны, окруженный активированным цементом, отмечается на диаграмме ГК-2 повышением интенсивности γ -излучения по сравнению с кривой ГК-1, зарегистрированной до закачки цемента (см. рис. 53). Если цемент распределен вокруг колонны равномерно, то кривая ГК будет близка к прямой, параллельной оси абсцисс.

6.3. Метод рассеянного гамма-излучения

Этот метод позволяет:

- установить высоту подъема цементного раствора;
- определить наличие цементного камня и характер его распределения в интервале цементирования;
- фиксировать наличие переходной зоны одной плотности к другой (например, от цементного раствора нормальной плотности к облегченному (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны относительно ствола скважины.

Совокупность кривых γ -излучений называется диаграммой гамма-гамма-контроля цементирования скважин. Такая система регистрации используется в приборах ЦМТУ-1, ЦММ-3-4, ЦФ-4, ЦМ-10-12 и СГДТ-2.

Интерпретация цементограмм состоит в следующем. Степень дифференциации кривых ГГК определяется параметром $I_{\gamma\gamma}^{\max} / I_{\gamma\gamma}^{\min}$, т.е. отношением максимальных и минимальных показаний рассеян-

ного гамма-излучения в изучаемом интервале глубин (рис. 56). Чем больше отличается это отношение от единицы в данном сечении скважины, тем меньше центрирована колонна и менее равномерно распределен цементный камень в затрубном пространстве.

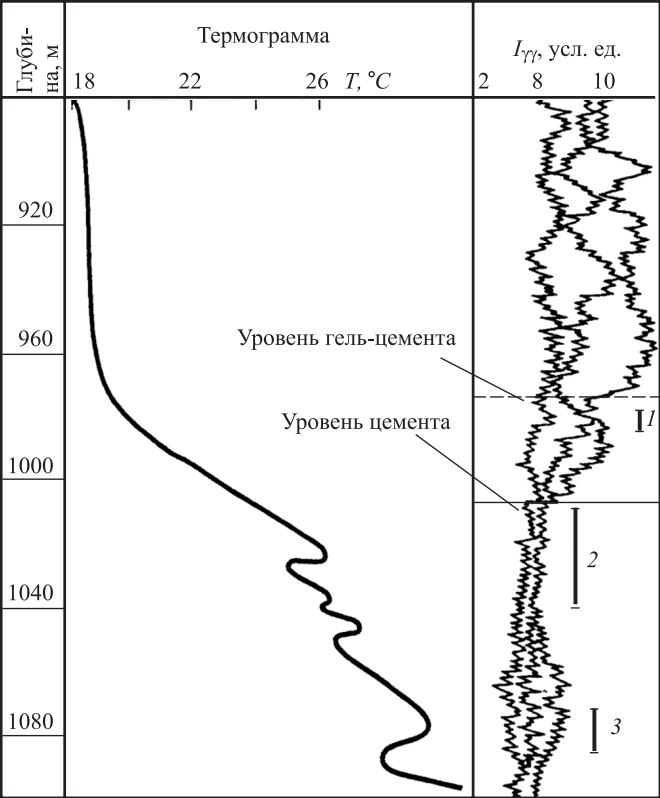


Рис. 56. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным термометрии и гамма-гамма-каротажа: 1, 3 – интервалы с некачественным заполнением цементного раствора; 2 – интервал качественного цементирования

При непрерывном перемещении прибора в стволе скважины регистрируется одновременно две диаграммы рассеянного гамма-излучения – дефектомера и толщиномера. Кривая дефектомера за-

писывается при равномерном вращении экрана вокруг оси скважинного прибора при непрерывном его перемещении по стволу скважины (круговая цементограмма) либо при остановке прибора на заданной глубине (дефектограмма), характеризующей изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности (рис. 58).

Интерпретация круговых цементограмм подобна интерпретации обычных цементограмм (см. рис. 56). С помощью дефектограмм изучают распределение цемента по сечению колонны путем точечных измерений показаний ГГК в заданных интервалах скважины. Качество цементирования оценивается по соотношению протяженностей положительной и отрицательной полуволн (см. рис. 58).

Приборы типа СГДТ-2 и СГДТ-3 называются гамма-дефектомерами-толщиномерами и бывают многоканальными и одноканальными. Эти приборы предназначены для одновременного определения качества цементирования обсадной колонны (ОК) и толщины ее стенок (рис. 57).

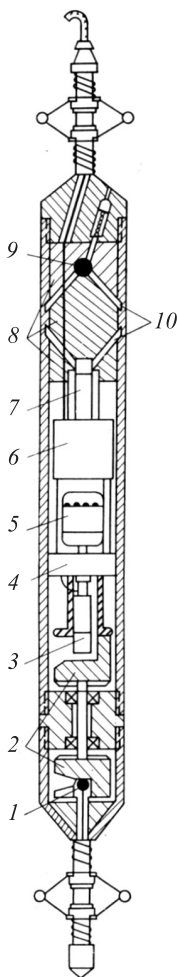


Рис. 57. Общий вид скважинного прибора СГДТ-2: 1 – источник излучения дефектомера; 2 – вращающиеся свинцовые экраны дефектомера; 3 – блок индикатора дефектомера; 4 – редуктор; 5 – электродвигатель; 6 – блок электрической схемы; 7 – блок индикатора толщиномера; 8 – свинцовые экраны толщиномера; 9 – источник излучения толщиномера; 10 – коллимационные окна толщиномера

Линия OO_1 на дефектограмме проводится так, чтобы $a_1 \approx a_2$. При $b_1 = b_2$ цементирование считается качественным (в цементном камне нет каналов или других дефектов), при $b_1 \neq b_2$ – некачественным (в цементе имеются дефекты).

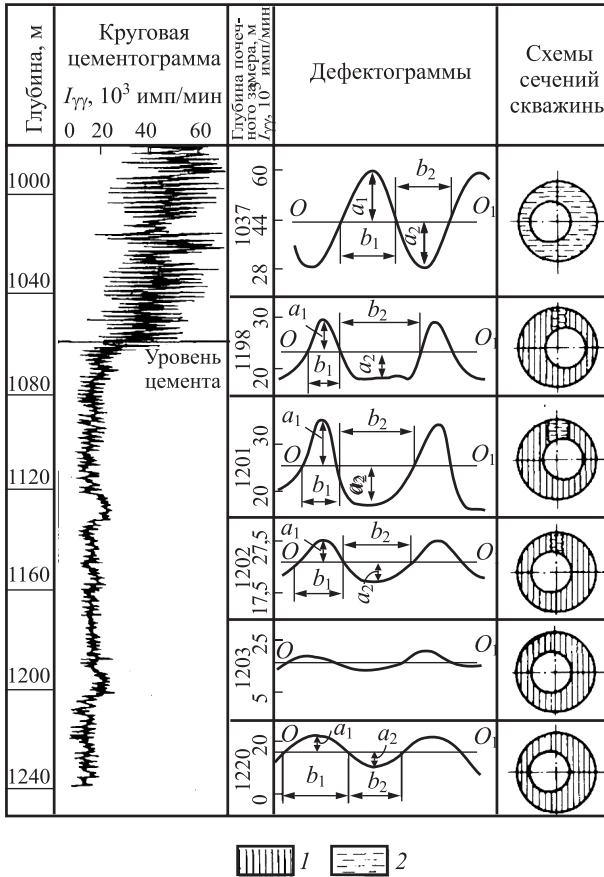


Рис. 58. Определение качества цементировки обсадной колонны по данным круговой цементограммы и дефектограммы: 1 – цементный камень, 2 – промывочная жидкость

6.4. Метод акустического каротажа

Применение акустического каротажа для изучения качества цементирования затрубного пространства основано на различии затухания и скорости распространения упругих колебаний в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины.

Акустический метод выдает наибольшую информацию о качестве цементирования обсадных колонн и позволяет:

– установить высоту подъема цементного раствора;

– выявить наличие или отсутствие цементного раствора за колонной;

– определить наличие каналов, трещин и каверн в цементном камне;

– изучить степень сцепления цементного камня с колонной и горными породами (стенкой скважины);

– исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

Качество цементирования оценивается по трем параметрам (амплитуде продольной волны в колонне A_k , амплитуде продольной волны в породе A_n и времени распространения продольной волны в породе t_n), запись которых осуществляется с помощью **акустических цементометров** типа АКЦ (рис. 59). Цементометр АКЦ-4 состоит из наземной аппаратуры и скважинного прибора. Последний представляет собой двухэлементный акустический зонд с кольце-

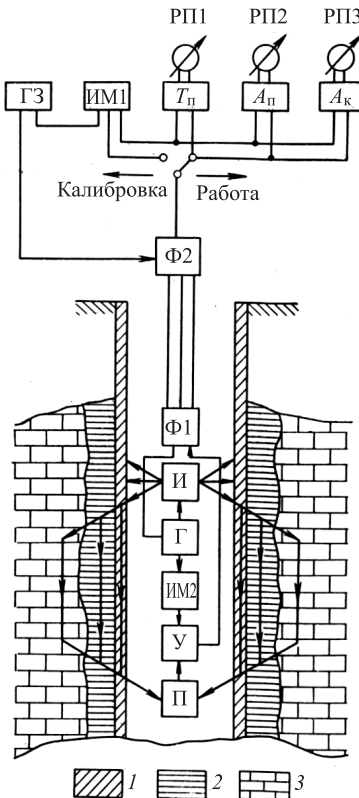


Рис. 59. Блок-схема цементометра типа АКЦ-4

вым излучателем И и кольцевым пьезоэлектрическим приемником П. В средней части прибора в герметизированном корпусе размещаются блоки генератора и усилителя. Для возбуждения излучателя И используется генератор токовых импульсов Г, который через фильтры Ф1 и Ф2 запускается генератором блока запуска ГЗ панели управления.

Колебания излучателя частотой 25 кГц, распространяясь по промывочной жидкости, колонне и затрубному пространству, достигают приемника и преобразуются в нем в электрические сигналы. После усиления усилителем У электрические сигналы через фильтр Ф1 по кабелю передаются на поверхность в пульт управления в соответствующие каналы измерения амплитуд ультразвуковых колебаний по колонне A_k и породе A_n и канал измерения интервального времени распространения продольной волны по породе T_n . После соответствующих преобразований в каналах сигналы поступают на регистрирующие приборы РП1, РП2 и РП3.

Для контроля работы и калибровки цементомера в наземной аппаратуре и скважинном приборе предусмотрены специальные имитаторы ИМ1 и ИМ2. Визуальный контроль работы всех цепей осуществляется с помощью стандартного электронно-лучевого осциллографа.

Основную информацию о качестве цементирования несут параметры A_k и t_n . Малая амплитуда A_k (не более 0,2 от максимального значения) служит основным признаком сцепления цементного камня с колонной, большая (не менее 0,8 от максимального значения) указывает на отсутствие этого сцепления. Отклонение времени пробега продольной волны в породе t_n от времени пробега упругой волны по колонне t_k является признаком наличия цементного камня за колонной и его сцепления с ней (рис. 60, а).

Характерные аномалии на кривых t_n и A_k , связанные с отбивкой муфтовых соединений колонны, являются признаком плохо сцепментированных интервалов или отсутствия сцепления цементного камня с колонной. Качество цементирования оценивается поинтервально с выдачей следующих характеристик: 1) наличие в затрубном пространстве цементного камня, жестко связанного с колонной – хорошее сцепление, 2) неполное заполнение затрубного пространства цементным камнем или плохая связь с колонной –

плохое сцепление, 3) чередование участков, хорошо и плохо цементированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве – частичное сцепление, 4) отсутствие сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствие цемента в затрубном пространстве. При частичном сцеплении такие интервалы характеризуются на кривой A_k чередованием больших и малых амплитуд (табл. 1).

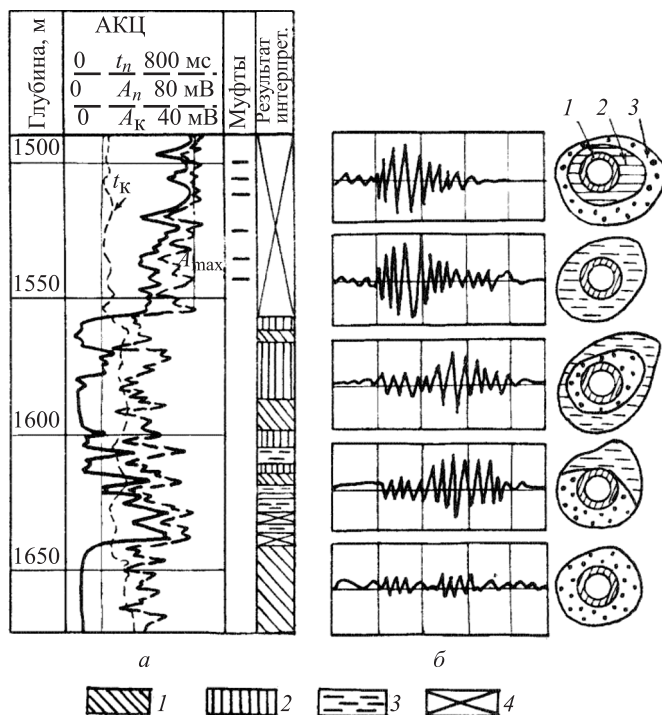


Рис. 60. Определение качества цементирования обсадной колонны акустическими методами: *a* – АК цементного камня. Сцепление цементного камня с колонной: 1 – хорошее, 2 – частичное, 3 – плохое, 4 – цементный камень отсутствует; A_n – сплошная линия, A_k – прерывистая линия; *б* – волновые картины и схемы сечений скважины: 1 – колонна, 2 – промывочная жидкость, 3 – цементный камень

Таблица 1

Схема интерпретации диаграмм АКЦ

Амплитуда A_k	Величина t_n	Отбивка муфт	Результаты интерпретации
Максимальная	$t_n = t_k$	Отбиваются	Цемент отсутствует или не сцеплен с колонной
0,2–0,8 от максимального значения	$t_n \approx t_k$	-----“-----	Плохое сцепление цемента с колонной, частичное сцепление цемента с колонной
Минимальная (нулевая)	$t_n > t_k$	Не отбиваются	Хорошее сцепление цемента с колонной
Средняя	$t_n < t_k$	-----“-----	То же
То же	$t_n \approx t_k$	-----“-----	Требуются дополнительные данные

Для полной интерпретации диаграмм АКЦ, и в частности установления сцепления цемента с породой, необходимо иметь диаграмму АК, полученную в необсаженной скважине. При хорошем сцеплении цемента с колонной и породой время t_n , зарегистрированное цементометром в обсаженной скважине, должно примерно соответствовать времени, зарегистрированному акустическим методом в необсаженной скважине. В случае плохого сцепления цемента с породой наблюдается разница между этими временами. Низкие значения амплитуд продольной волны, идущей по породе A_n , также являются признаком плохой связи цемента с породой.

Надежность оценки качества цементирования повышается, если привлекаются результаты, получаемые с помощью волновых картин (см. рис. 60, б).

Качество цементирования по волновым картинам можно также оценить по следующим признакам (рис. 61):

1. Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн, приходящим за время t_k , которое равно времени пробега волны на базе зонда со скоростью стержневых волн в стали. Время t_k для базы $\Delta L = 2,5$ м в зависимости от диаметра колонны и физико-механических свойств жидкости в скважине может изменяться от 500 до 650 мкс (рис. 61, в.к. 1).

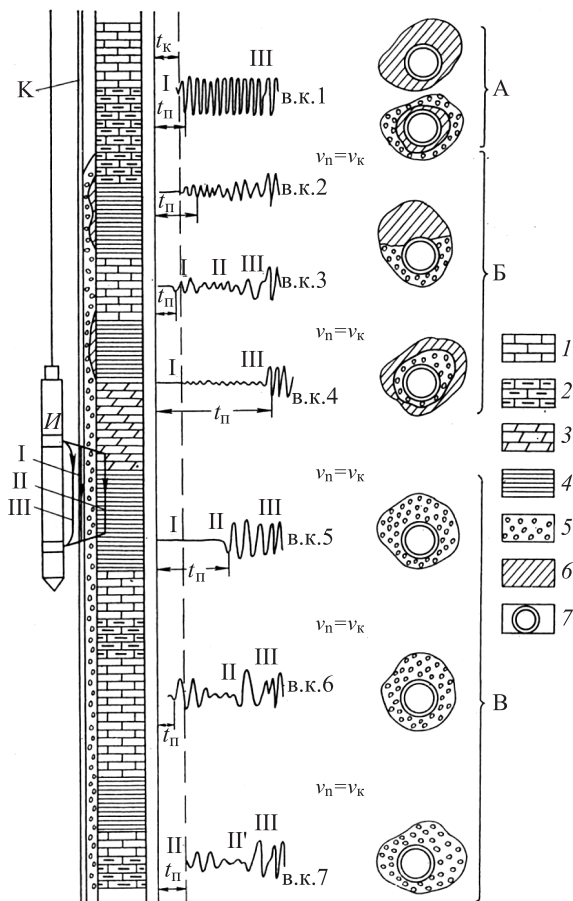


Рис. 61. Определение качества цементирования обсадной колонны. Путь волны: I – по колонне; II – по породе; III – по промытой жидкости в обсадной колонне; 1 – известняк; 2 – известняк глинистый; 3 – мергель; 4 – глина; 5 – цемент; 6 – промысловая жидкость; 7 – диаметр колонны; K – колонна; в.к. – волновая картина; A – нецементированная колонна; B – частично цементированная колонна; B – полностью цементированная колонна; И – источник излучения, П – приемник излучения

2. Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надежное сцепление цементного камня с породой и колонной) в **низкоскоростном разрезе** отмечается малой амплитудой A_k и значительной амплитудой A_n . Типы волн в этом случае отчетливо различаются по времени их вступления (рис. 61, в.к. 5).

3. Хорошее качество цементирования обсадных колонн в **высокоскоростном разрезе** отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и наличием поперечной волны частотой не ниже 20 кГц (рис. 61, в.к. 6 и 7).

4. Затрубное пространство негерметично или его герметичность неопределенно фиксируется в случаях, когда величина A_k превышает критическое значение и не удается выделить волны по породе при наличии волны с частотой 25–30 кГц, вступающей на временах более 1300 мкс, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд A_n со значениями их в необсаженной скважине (рис. 61, в.к. 2 и в.к. 3).

5. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании обсадной колонны сигнал с момента времени t_k представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить частичное цементирование от полного.

Глава 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПРИТОКА ВОДЫ В СКВАЖИНУ, ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ И ЗАТРУБНОГО ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, что осложняет дальнейшее бурение или эксплуатацию скважины.

Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные отверстия попадает в скважину. В этом случае для предотвращения обводнения требуется определить не только место притока воды в скважину, но и установить местоположение очага обводнения, т.е. определить интервал затрубного движения воды. В процессе бурения возможны также поглощения

промывочной жидкости, вызывающие полную или частичную потерю ее циркуляции. Решение перечисленных задач осуществляется с помощью резистивиметрии, термометрии и использования метода радиоактивных изотопов [13, 23, 25].

Для определения места притока воды в скважину чаще всего применяются электрические и термические методы.

7.1. Электрический метод

Электрический метод (метод сопротивлений) основан на измерении *резистивиметрами* удельного сопротивления поступающих в скважину промывочной жидкости и пластовых вод.

Скважинные резистивиметры представляют собой систему электродов, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга

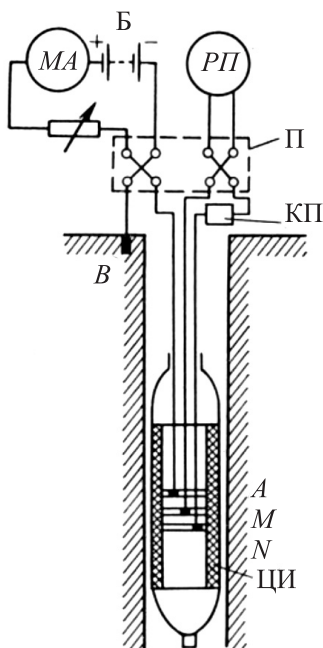


Рис. 62. Электрическая схема измерения скважинным резистивиметром: ЦИ – цилиндрический изолятор; П – переключатель полярности тока; Б – батарея; КП – компенсатор поляризации

и помещенных в специальный корпус, который позволяет исключить влияние горных пород или обсадной колонны на величину измеряемого сопротивления водонефтяной эмульсии, воды и промывочной жидкости различной минерализации. Обычно скважинный резистивиметр – это трехэлектродный или четырехэлектродный зонд небольшого размера (рис. 62).

Измерение удельного сопротивления жидкости выполняют по такой же электрической схеме, как и при использовании обычных зондов, чаще всего по схеме однополюсного зонда. Через токовые электроды А и В пропускают ток I , а между электродами М и N измеряют разность потенциалов ΔU . Удельное сопротивление промывочной жидкости рассчитывают по формуле

$$\rho_c = K_{\text{рез}} \Delta U / I,$$

где $K_{\text{рез}}$ – коэффициент резистивметра, который получают экспериментально в водном растворе электролита с известным удельным электрическим сопротивлением.

Существуют различные по конструкции скважинные резистивметры типа РЭУ, РСЭ, индукционные резистивметры типа РИС-42, РИСТ-42, РИС-36 и др.

Удельное сопротивление промывочной жидкости отличается от удельного сопротивления пластовых вод и поэтому место притока или поглощения жидкости отмечается резким изменением кривой сопротивления резистивметра. Работы по определению места притока проводятся способом оттартывания или продавливания (рис. 63, а, б).

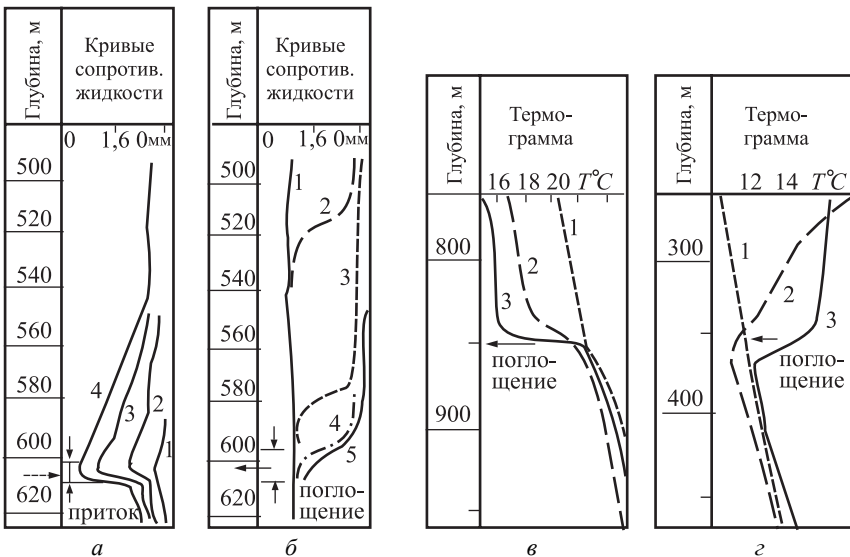


Рис. 63. Определение места притока пластовой воды в скважину резистивметром (а, б) и определение места нарушения обсадной колонны методом термометрии (в, з): а – метод оттартывания, б – метод продавливания; кривые сопротивления жидкости: 1 – контрольная, 2 и 3 – промежуточные, 4 и 5 – конечные; в – температура пластовой воды меньше пластовой: 1 – контрольный замер температуры; 2 и 3 – замеры температуры после закачки в скважину соответственно 18 и 36 м³ воды; з – температура пластовой воды выше пластовой: 1 – контрольный замер температуры; 2 и 3 – замеры температуры после закачки соответственно 8 и 18 м³ воды

В первом случае появление притока (кривые 2–4) отмечается на фоне контрольной кривой 1 понижением или повышением сопротивлений против притока (рис. 63, а). Во втором случае прослеживают перемещение границ раздела между жидкостями. Глубина, ниже которой граница раздела не перемещается, несмотря на продолжение закачки, соответствует нижней границе интервала поглощения (рис. 63, б).

7.2. Термический метод

Применение **термического метода** определения места притока основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. Измерение температуры проводится обычными скважинными **электротермометрами**. На глубине поглощения, т.е. в месте нарушения герметичности обсадной колонны, наблюдается резкое изменение в температурных показаниях (рис. 63, в, г).

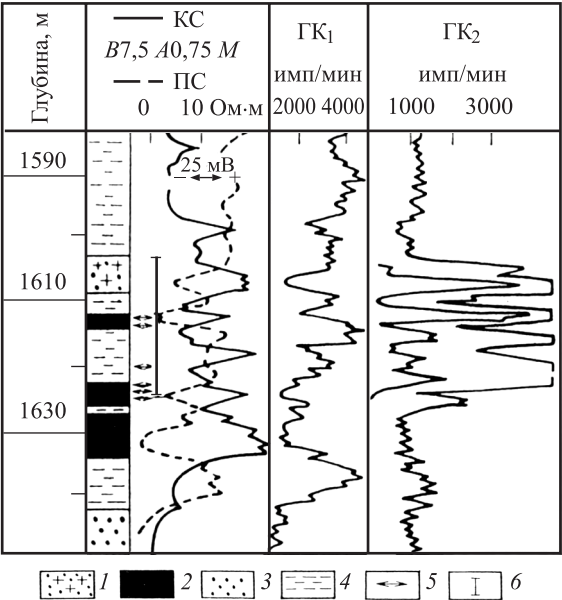


Рис. 64. Определение затрубного движения жидкости методом радиоактивных изотопов. Песчаники: 1 – обводненные, 2 – нефтеносные, 3 – водоносные; 4 – глины; 5 – интервалы перфорации; 6 – интервал затрубной циркуляции

Зоны затрубной циркуляции вод выявляются методами термометрии и радиоактивных изотопов. Метод термометрии основан на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и водами, циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции устанавливается сравнительно постоянная температура, поэтому против интервала их движения отмечается аномалия практически одинаковой температуры.

7.3. Радиоактивный метод

Для определения местоположения зоны затрубной циркуляции вод радиоактивными методами работы в скважине выполняют обычно в следующей последовательности: проводят измерение естественной гамма-активности в скважине и получают диаграмму ГК₁; через насосно-компрессорные трубы в скважину закачивают воду, активированную радиоактивными изотопами и затем производят измерение гамма-активности ГК₂. Сравнивая повторную кривую ГК₂ с кривой ГК₁, получают представление об интервале затрубной циркуляции (рис. 64).

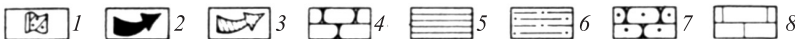
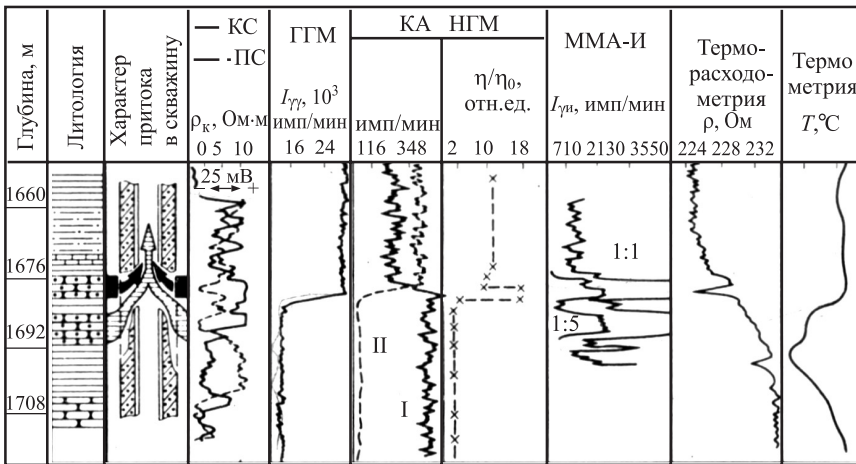


Рис. 65. Выявление затрубной циркуляции воды в действующей скважине по данным комплекса ГИС: I – прямой зонд 50 см, II – обращенный зонд 25 см; 1 – цемент в затрубном пространстве, 2 – приток нефти, 3 – приток воды, 4 – песчаник водоносный, 5 – глина, 6 – алевролит, 7 – песчаник нефтеносный, 8 – известняк

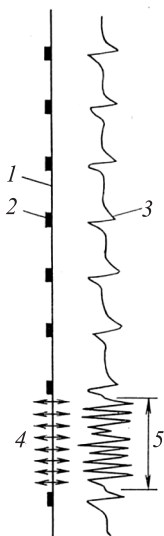
Места негерметичности обсадных колонн, связанные с притоками и поглощениями флюидов, устанавливаются также с помощью комплекса методов ГИС: резистивиметрии, влагометрии, плотностиметрии, термометрии, изотопов и расходомерии (рис. 65). Так, например, приток воды в скважину, работающую нефтью с водой, вследствие негерметичности колонны отмечается на на плотностеграмме снижением показаний гамма-гамма-метода $I_{\gamma\gamma}$ от нефти к воде.

Глава 8

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН, БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Контроль проводят для предотвращения возможных аварий и заключается он в определении толщины обсадных труб, их внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также в выявлении в них различных дефектов (трещин, порывов, желобов, интервалов перфорации и др.). Контроль осуществляется с помощью специальной геофизической аппаратуры.

8.1. Установление местоположения муфтовых соединений колонн



Положение соединительных муфт обсадных колонн, бурильных или насосно-компрессорных труб в скважине определяют с помощью прибора, называемого **локатором муфт**. Локатор муфт представляет собой индуктивную катушку со стальным сердечником и двумя постоянными магнитами, полюсы которых направлены на встречу друг другу. Знать местоположение муфт необходимо для уточнения интервалов и глубин прострела колонн (интервалы перфорации) и уточнения мест их герметичности (рис. 66).

Рис. 66. Кривая локатора муфт: 1 – обсадные трубы; 2 – соединительные муфты; 3 – отбивка соединительных муфт; 4 – интервал перфорации; 5 – отбивка интервала перфорации

Локаатор муфт также позволяет фиксировать дефекты колонн (перфорационные отверстия, трещины). **Контроль перфорации** осуществляется аппаратурой АКП-1 следующим образом. До прострела колонна против продуктивных пластов намагничивается, а затем производится локация намагниченных участков. Диаграмма против этих интервалов представляет собой гармонические колебания равной амплитуды. После перфорации записывается повторная диаграмма и в интервале перфорации отмечаются существенные уменьшения намагниченности участков обсадной колонны (рис. 67).

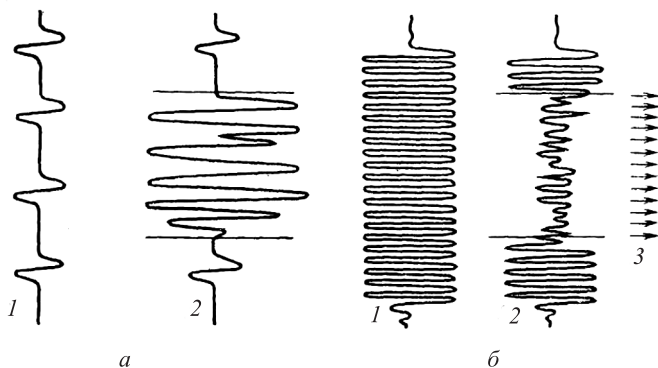


Рис. 67. Определение интервала перфорации обсадной колонны по кривой локатора муфт (а) и по диаграмме, записанной аппаратурой АКП-1 (б): 1, 2 – кривые, записанные до и после перфорации колонны; 3 – интервал перфорации

8.2. Выявление дефектов обсадных колонн, участков перфорации и интервалов разрывов колонн

К числу дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб относятся непостоянство диаметров и толщины стенок, наличие в них отверстий, трещин, разрывов, вмятин, раздутий. Эти дефекты возникают в трубах под влиянием неравномерных механических напряжений, коррозии и прострелочно-взрывных работ. Для их обнаружения используют в основном индукционный скважинный дефектомер. Кроме специальных геофизических методов контроля технического состояния труб могут быть использованы обычные

методы ГИС. Так, на рис. 68 показано обнаружение интервала разрыва обсадной колонны по данным методов нейтронного, индукционного, акустического и гамма-каротажа.

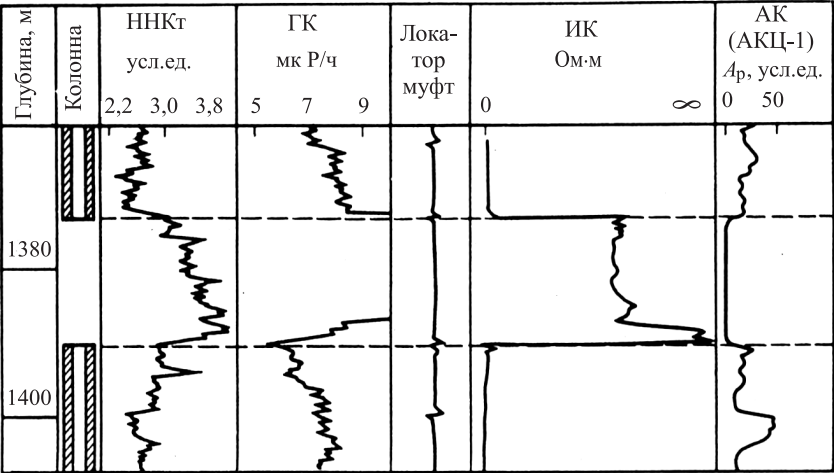


Рис. 68. Определение интервала разрыва колонны по данным комплекса ГИС

Разрыв колонны протяженностью 15,6 м зафиксирован в интервале 1374,4–1390,0 м повышенными показаниями нейтронного и гамма-методов, увеличением сопротивления на кривой индукционного каротажа и нулевой амплитудой A_p на кривой акустического каротажа.

На рис. 69 приведен пример контроля обсадной колонны до и после перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1. На диаграмме порывов и трещин Tr_n (записанной при измерении прямым зондом) и на диаграмме Tr_d (записанной при измерении дифференцированным зондом) видно, что во втором интервале после перфорации появилась трещина длиной до 1,3 м.

На кривой диаграммы износа d_d видно, что растрескивание труб обсадной колонны на этом интервале сопровождалось раздутием колонны, достигающим до 9 мм.

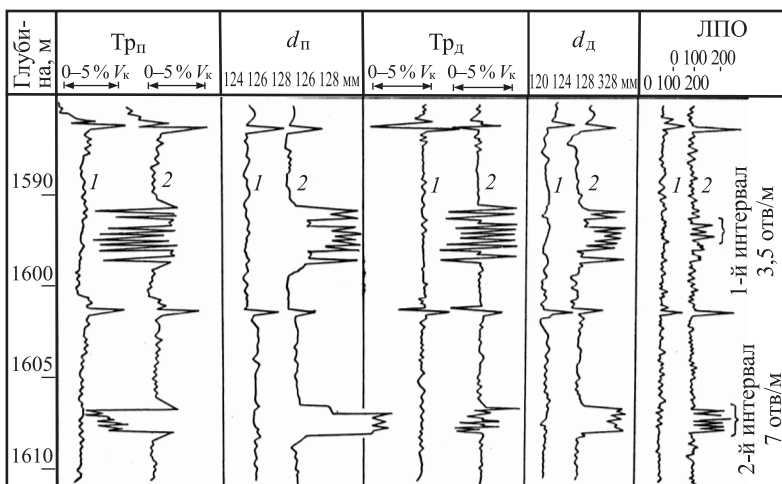


Рис. 69. Пример контроля обсадной колонны с помощью индукционного дефектомера и локатора перфорационных отверстий: 1 – кривые, зарегистрированные до перфорации обсадной колонны; 2 – кривые, зарегистрированные после перфорации

8.3. Установление внутреннего диаметра и толщины осадных колонн

Толщина стенок обсадных колонн может изменяться под влиянием механических напряжений, коррозии и прострелочно-взрывных работ. Фактическую толщину стенок колонн и их внутренний диаметр нужно знать при интерпретации данных контроля цементирования скважин, дебитометрии и расходомерии.

Толщина стенок обсадных колонн определяется с помощью рассеянного гамма-излучения. Так, гамма-толщиномер, входящий в состав комплексного скважинного прибора **дефектомера-толщиномера СГДТ-2**, позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб, установить положение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны. Изменение толщины стенок труб, появление раздутий колонны в результате ее перфорации, интервалы разрыва и коррозионного износа уверенно фиксируются по гамма-гамма-толщинумеру (рис. 70).

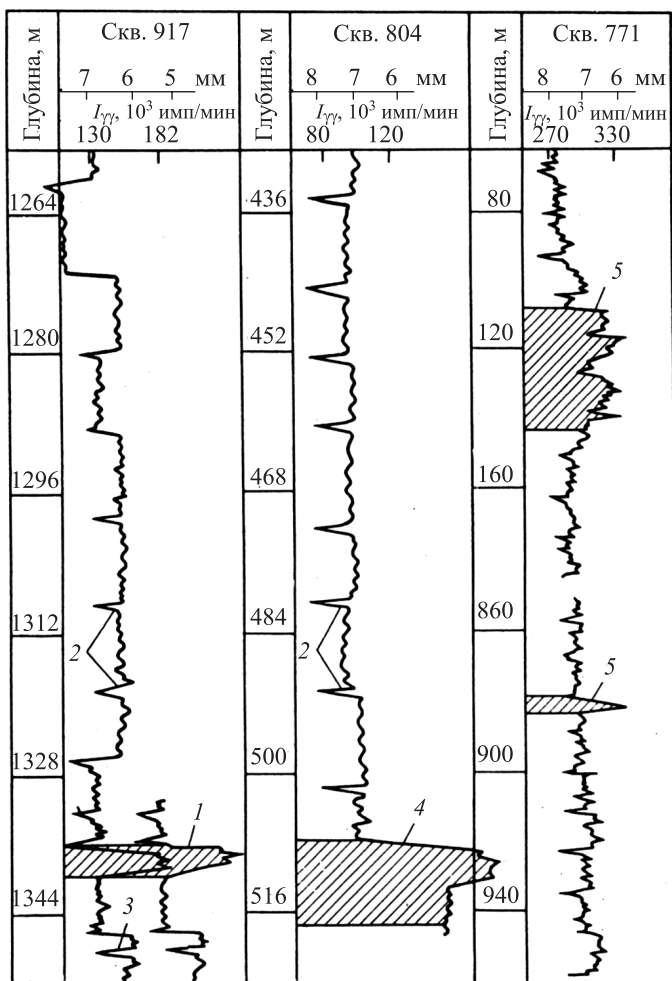


Рис. 70. Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-толщинограмме: 1 – нарушение колонны в интервале перфорации; 2 – муфта колонны; 3 – центрирующие фанари; 4 – разрыв колонны; 5 – интервалы коррозионного износа

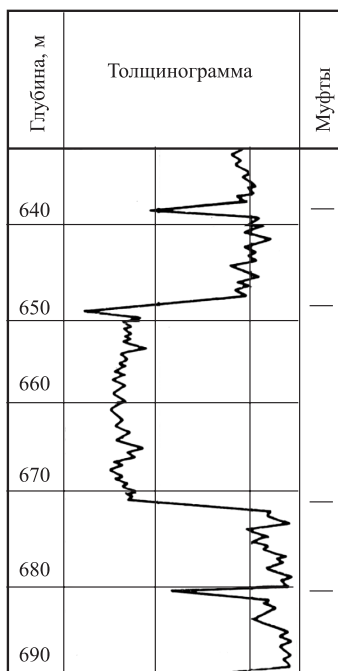


Рис. 71. Пример определения толщины обсадных труб гамма-гамма-толщинометром

перфорационных отверстий и местоположение муфтовых соединений могут быть установлены также с помощью скважинного акустического телевизора (САТ) и прибора, называемого локатором муфт.

8.4. Определение мест прихвата инструмента и металла в скважине

Прихваты бурильных (насосно-компрессорных) труб определяют с помощью прихватоопределителей типа ПО и ПОТТ, представляющих собой электромагнит, помещенный в корпус из немагнитной стали. Действие прихватоопределителя основано на свойстве ферромагнитных материалов размагничиваться при деформации.

Скважинный прибор представляет собой датчик (электромагнит), состоящий из катушки и сердечника, помещенных в корпус из немагнитной стали. Головка и наконечник прибора выполнены из магнитной стали и выполняют функцию полюсов магнита.

Получение сведений о толщине и внутреннем диаметре обсадных колонн осуществляется с помощью *электромагнитного профилографа, калибромера, профилемера, микро-каверномера и индуктивного дефектомера ДСИ* (дефектомер скважинный индукционный). Так, гамма-толщинометр, входящий в состав комплексного скважинного прибора дефектомера-толщинометра СГДТ-2, позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб с точностью до $\pm 0,25$ мм, установить положение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны (рис. 71).

Состояние обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (разрывы, смятия, сквозные отверстия), число и местонахождение

Для определения места прихвата регистрируют контрольную кривую, по которой фиксируют положение муфтовых соединений и других магнитных аномалий (рис. 72, замер I). На полученной кривой выбирают свободные от магнитных аномалий участки и на предполагаемом интервале прихвата трубы наносят магнитные метки. Для этого останавливают прибор на соответствующей глубине и через катушку в течение 1–2 секунд пропускают постоянный ток. Затем производят повторный замер, по результатам которого судят о положении магнитных меток (рис. 72, замер II).

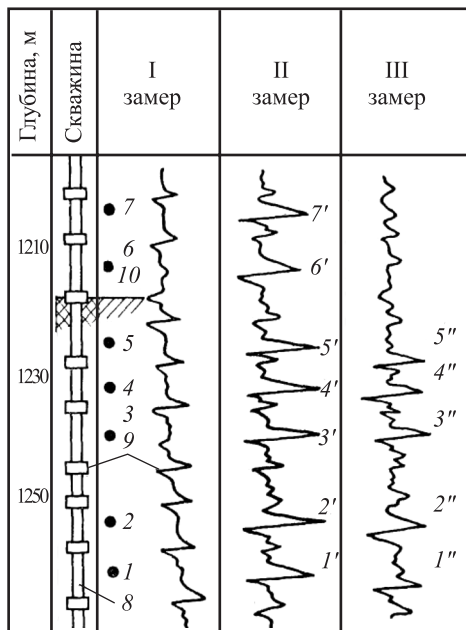


Рис. 72. Определение мест прихвата буровых труб прихватоопределителем: 1–7 – нанесенные магнитные метки; 1'–7' – положение магнитных меток при II замере; 8 – буровые трубы; 9 – соединительные муфты; 10 – место прихвата

Затем на прихваченные трубы воздействует в пределах допустимой механическая растягивающая или закручивающая нагрузка.

На участках действия нагрузки магнитные метки исчезают или их магнитное поле ослабевает, что отражается на результатах

третьего замера (рис. 72, замер III). Сопоставляя полученные кривые, устанавливают место прихвата. Ниже интервала прихвата кривые обычно остаются идентичными, а выше – на последней кривой магнитные метки либо отсутствуют, либо отмечаются уменьшенными аномалиями. Как видно из рис. 72, магнитные метки 1"–5" на кривой замера III сохраняются и совпадают с их положением на кривой замера II (1"–5"). Метки же 6, 7 и другие не отмечаются. Это дает основание предполагать, что место прихвата бурильного инструмента находится между метками 5 и 6 примерно на глубине 1217 м.

Местоположение башмака обсадных труб и металлических предметов в скважине достаточно надежно отмечается по кривым сопротивления обычных зондов вследствие большого влияния металла на результаты измерений. Если зонд находится в обсадной колонне или рядом с длинным металлическим телом (например, бурильным инструментом), то в связи с малым падением потенциала при прохождении тока по металлу ($\Delta U_{\text{КС}} \approx 0$) кажущееся удельное сопротивление практически равно нулю.

Положение соединительных муфт (замков) обсадных труб в скважине определяют с помощью магнитных локаторов, которые позволяют фиксировать не только местоположение муфтовых (замковых) соединений, но и местоположение в трубах магнитных меток, разрывов, утолщений, интервалов перфорации (рис. 66, 67 и 69).

Глава 9

РЕШЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДАМИ ГИС

9.1. Контроль за установкой глубинного оборудования

С целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования скважин необходимо определять положение газо-нефтяного раздела, уровня жидкости, выявлять участки отложения парафина и солей в стволе скважины. Эти данные обуславливают высоту подвески электропогруженного насоса и контролируют глубину установки пакеров, муфтовых соединений и т.д.

В эксплуатационных скважинах с помощью обсадной колонны или насосно-компрессорных труб пакерующие устройства устанавливают для изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной их эксплуатации и проведения ремонтных ра-

бот. Точность установки пакеров контролируется по данным радиоактивных методов. Местоположения пакеров и глубину спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) определяют по уменьшению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 73).

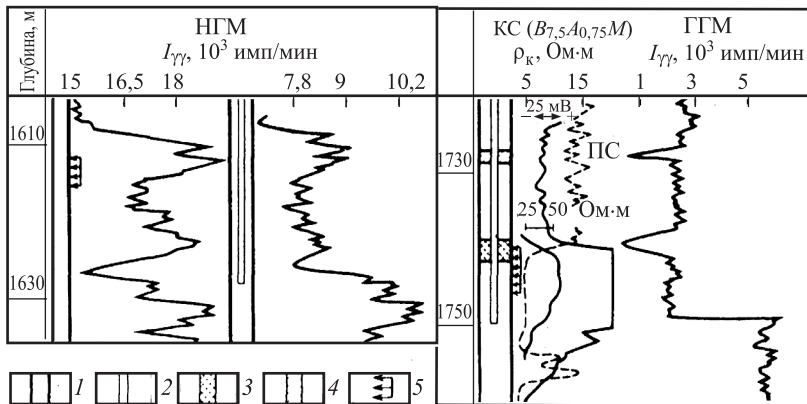


Рис. 73. Определение глубины спуска оборудования:
1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пакер, 4 – репер, 5 – интервал перфорации

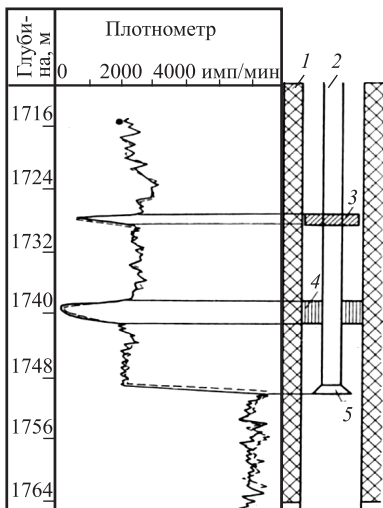


Рис. 74. Определение башмака НКТ, репера и пакера по кривой рассеянного гамма-излучения: 1 – ОК; 2 – НКТ; 3 – репер; 4 – пакер; 5 – башмак НКТ

На рис. 74 приведены результаты исследования плотномером по рассеянному гамма-излучению, выполненных с целью определения глубины местоположения башмака насосно-компрессорной трубы (НКТ), пакера и репера. Вход прибора в НКТ (местоположение башмака 5) отмечается резким уменьшением регистрируемых значений, положению пакера 4 и репера 3 отвечают отрицательные аномалии кривой.

9.2. Исследование состава и уровня жидкости в колонне

Положение уровня жидкости в эксплуатационных скважинах через насосно-компрессорные трубы устанавливают с помощью методов радиоактивного каротажа (НГМ, ННКт и ГГМ). Они позволяют выявлять уровень жидкости по разному содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа и различной плотности этих сред. Уровень жидкости выделяют по резкому увеличению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 75).

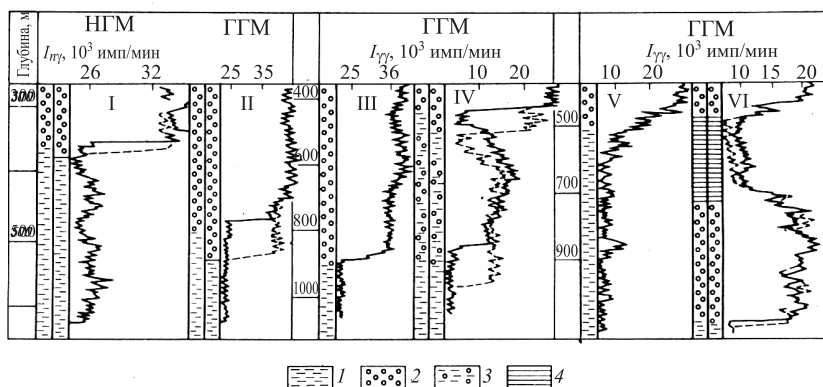


Рис. 75. Определение по данным радиометрии положения уровня жидкости в межтрубном пространстве: I–VI – измерения положения уровня жидкости на разных стадиях разработки месторождения; диаграммы, показанные сплошной линией и пунктиром, различаются по времени, прошедшему от остановки глубинного насоса до начала измерений; 1 – жидкость, 2 – газ, 3 – газожидкостная смесь, 4 – парафин

Состав флюидов может быть установлен с помощью **электрических методов, радиометрии и термометрии**. Полученные данные о составе флюидов в стволе скважин служат дополнительными материалами для контроля их технического состояния и разработки нефтегазовых месторождений.

Резистивиметрия позволяет по величине электрического удельного сопротивления различать в стволе скважины нефть, воду, газ и их смеси. Смеси бывают гидрофильные (нефть присутствует в виде капель) и гидрофобные (в нефти в виде капель содержится вода). Гидрофильная смесь характеризуется низким сопротивлени-

ем, близким к сопротивлению чистой воды, гидрофобная – высоким сопротивлением, близким к сопротивлению нефти. Граница перехода от воды к нефти отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком величины сопротивления.

Влагометрия скважины заключается в измерении содержания воды в жидкости, заполняющей скважину, т.е. в определении состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80 отн. ед., нефти – от 2 до 4 ед. Повышение содержания воды в нефти и газе существенно повышает диэлектрическую проницаемость смесей. Диэлектрическая проницаемость флюидов измеряется скважинными приборами – диэлектрическими влагомерами типа ВГД и ВБСТ-1.

Плотностеметрия основана на изучении плотности жидкостей в стволе скважины с помощью гамма-гамма-метода прибором гамма-плотномером (ГП), с помощью которого измеряется интенсивность поглощения гамма-квантов флюидом, заполняющим скважину. Между интенсивностью гамма-излучения и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно на кривых плотностеграммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения. На рис. 76 измерения плотномером типа ГПИ-1М и расходомером проведены в процессе работы скважины через межтрубное пространство.

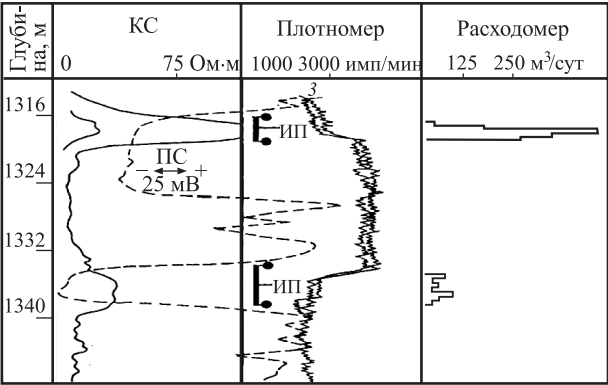


Рис. 76. Результаты комплексных измерений плотномером и механическим расходомером: ИП – интервалы перфорации

До определенного времени в скважине эксплуатировался пласт на глубине 1334–1338,8 м. Обводнение нефти достигло 18 %. После этого в эксплуатацию был введен пласт на глубине 1316–1319 м, перфорированный всего на 1 м выше ВНК. Через несколько месяцев обводнение увеличилось до 38 %, а ко времени проведения исследований – до 55 %. По кривой плотномера плотность жидкости в интервале 1335,2–1338,2 равна $1,14 \text{ г/см}^3$, что соответствует значительному содержанию минерализованной воды в смеси, поступающей из пласта. Примерно такая же плотность жидкости ($1,12 \text{ г/см}^3$) наблюдается в интервале 1316–1319 м, что свидетельствует об обводнении и этого пласта.

9.3. Выявление парафиновых и солевых отложений

Отложения парафина часто встречаются в механизированных скважинах, в которых на устье межтрубное пространство оборудовано обратным клапаном. При срабатывании клапана с резким падением давления начинается разгазирование нефти, и по этой причине в межтрубном пространстве отлагается парафин. Границы его отложения не изменяются при перемещении уровня жидкости в межтрубном пространстве.

Измерение толщины парафиновых отложений позволяет контролировать накопление парафина. О появлении парафиновых отложений судят по снижению дебита. Для определения парафиновых отложений используют нейтронные методы. Первый замер ($I_{\text{н}1}$) проводится в момент, когда межтрубное пространство заполнено водой и нефтью. Далее при установке с помощью компрессора уровня жидкости в межтрубном пространстве ниже интервала отложений парафина замер повторяется ($I_{\text{н}2}$). Путем сопоставления двух диаграмм определяют толщину парафиновых отложений.

Профили парафиновых отложений, полученные по данным радиометрии и дифференциальному измерителю диаметра труб, после подъема их на поверхность хорошо согласуются между собой (рис. 77).

При эксплуатации скважин в наземном и подземном оборудовании происходит отложение солей, которое наиболее часто связано со вторичными методами добычи нефти, в частности с примени-

ем закачки воды в продуктивные пласты, которая по своему химическому составу отличается от состава пластовых вод. Нарушение солевого равновесия системы закачиваемая вода – погребенная вода как в горной породе, так и вглубинном оборудовании вызывает выпадение минеральных солей.

В результате солеотложения уменьшается поперечное сечение эксплуатационных колонн и труб, что приводит к снижению дебита нефти. Наиболее часты солеотложения в насосно-компрессорных трубах. Контроль за местоположением солевых отложений в НКТ и призабойной части скважины проводят методами ГГК и профилеметрии.

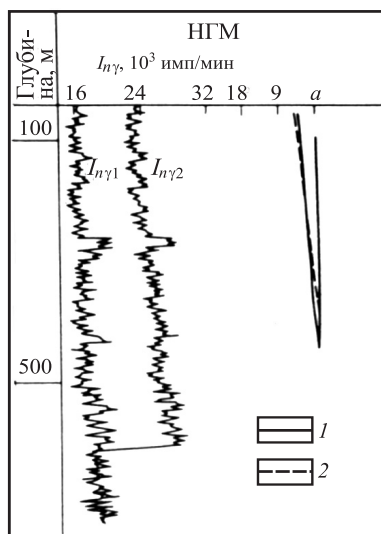


Рис. 77. Определение профиля парафиновых отложений по данным НГМ: Δ_p – толщина отложений парафина по данным: 1 – радиометрии, 2 – дифференциального измерителя диаметра труб; $I_{n\gamma 1}$ – интенсивность НГМ при заполнении межтрубного пространства глинистым раствором; $I_{n\gamma 2}$ – то же при уровне раствора на глубине 615 м

Глава 10

СПЕЦИАЛЬНЫЕ СКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

10.1. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин в открытом стволе

К основным видам прострелочно-взрывных работ в скважинах относятся перфорация, отбор образцов горных пород грунтоносами и торпедирование. При этом используется действие взрыва, осуществляемого с помощью специальных стреляющих аппаратов и торпед, спускаемых в скважину на каротажном кабеле или на насосно-компрессорных трубах. Для опробования скважин в открытом стволе применяются приборы на каротажном кабеле и комплект испытательных инструментов (КИИ) на бурильных трубах [4, 8, 13, 25].

Перфорация и отбор образцов пород. Перфорацией называется процесс образования отверстий в обсадных трубах, цементном камне и пласте с помощью специальных скважинных стреляющих аппаратов-перфораторов. По типу пробивного элемента перфораторы подразделяются на беспулевые (кумулятивные) и пулевые.

Отбор образцов со стенок скважины осуществляется при помощи стреляющих и сверлящих грунтоносов. Первый состоит из стального корпуса с пороховыми камерами, над которыми располагаются стволы (рис. 78). В пороховые камеры помещаются пороховые заряды с электровоспламенителями. В стволы вставляются полые цилиндрические стальные бойки, крепящиеся к корпусу стальными тросиками. Грунтонос устанавливают в нужном интервале, на электровоспламенитель подается ток и взрывается пороховой заряд, под действием пороховых газов которого боек вылетает из ствола грунтоноса и внедряется в стенку скважины. При подъеме грунтоноса стальной тросик извлекает боек из стенки скважины вместе с образцом горной породы. Сверлящий грунтонос позволяет выбуривать образцы горных пород за счет сверлящего механизма.

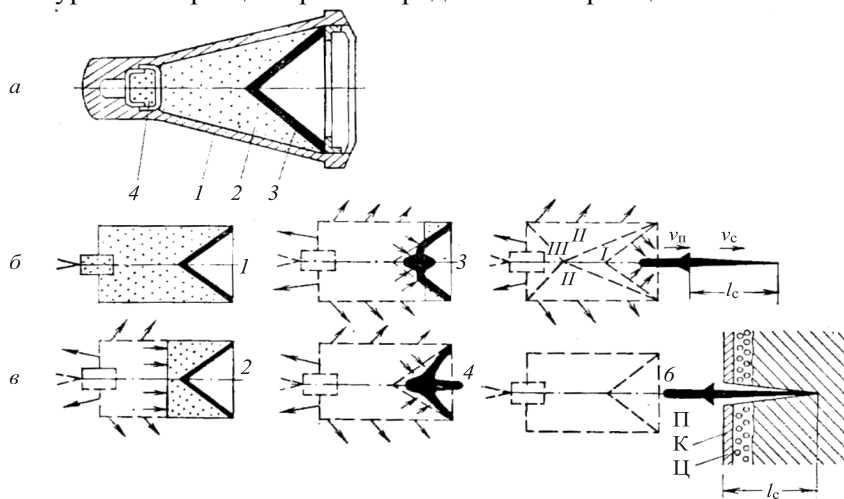


Рис. 78. Кумулятивный заряд (а) и схема образования кумулятивной струи (б): а: 1 – корпус, 2 – взрывчатое вещество, 3 – металлическая воронка, 4 – детонатор; б: 1–6 – последовательные стадии образования кумулятивной струи; I–III – области заряда, на границах которых скорость движения продуктов взрыва равна нулю; П – пест, v_c и v_n – соответственно скорости кумулятивной струи и песта, К – колонна, Ц – цемент, l_k и l_c – длины соответственно кумулятивной струи и пробитого канала (стрелками показано направление движения продуктов взрыва)

Торпедирование. Торпеды, применяемые для взрывных работ в скважине, используются для освобождения и обрыва прихваченных бурильных труб, при обрыве обсадных и насосно-компрессорных труб, для разрушения металла на забое или в стволе скважины, для очистки фильтров и интервалов перфораций и т.п. работ.

Опробование пластов приборами на кабеле получило широкое применение как метод прямого опробования пластов в отдельных их точках и, в частности, получения сведений о наличии или отсутствии притока флюидов из пласта и его характеристики по проницаемости. Данные ОПК часто используются для уточнения результатов интерпретации данных ГИС.

Опробование скважин испытателями пластов на трубах (с помощью комплекта испытательных инструментов КИИ) по сравнению с ОПК имеет, в частности, такие преимущества: большие мощности испытываемых интервалов, возможность количественного определения основных гидродинамических параметров пласта и отсутствие ограничений при проведении испытаний от литологии и типа коллектора. Кроме того, с помощью КИИ производят испытания на герметичность цементных мостов и колонн обсадных труб, осваивают низкопродуктивные и нагнетательные скважины, устанавливают место и характер утечки в обсадных трубах.

10.2. Промыслово-геофизическое оборудование

К геофизической аппаратуре относятся наземные геофизические измерительные лаборатории и скважинные геофизические приборы. Геофизическое оборудование обеспечивает электрическую и механическую стыковку скважинной и наземной аппаратуры посредством кабеля, спуск и подъем скважинных приборов и аппаратов с помощью подъемника, блок-баланса и других вспомогательных приспособлений [4, 10, 26].

Геофизические кабели. Грузонесущие геофизические кабели рассчитаны на номинальное переменное напряжение до 660В, предназначены для геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в скважинах и служат для спуска в скважину глубинных приборов и обеспечения их связи с наземной аппаратурой, неся при этом механическую нагрузку (рис. 79).

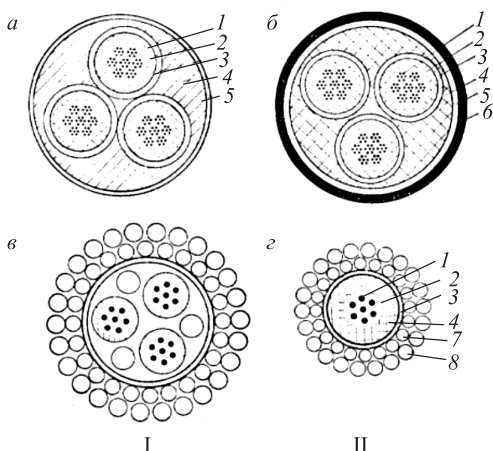


Рис. 79. Устройство оплеточных (а), шланговых (б) и бронированных (в, г) кабелей: I, II – трех- и одножильные бронированные кабели, 1 – токопроводящая жила кабеля; 2 – резиновая изоляция жилы; 3 – внешнее покрытие жилы; 4 – наполнитель; 5 – внешняя оплетка; 6 – внешнее резиновое покрытие; 7 – внутренняя бронированная оплетка; 8 – внешняя бронированная оплетка

Каждый кабель имеет свою марку, характеризующую основные его элементы. Цифры после буквенного обозначения КГ (кабель геофизический) указывают соответственно на число жил в кабеле, номинальное разрывное усилие в килоньютонках (кН) и максимальную рабочую температуру ($^{\circ}\text{C}$); последующие буквенные обозначения отражают особенности кабеля (Ш – шланговый, ШМ – шланговый маслостойкий), например КГ1-70Ш или КГ3-18-70ШМ.

Для нефтяных скважин в настоящее время наибольшее распространение получили бронированные кабели. В одножильном кабеле медные и стальные проволоки малого диаметра скручены в одну жилу и покрыты резиновой (фторопластовой, полиэтиленовой) изоляцией и хлопчатобумажной оплеткой. В многожильных бронированных кабелях (трехжильном, семижильном) изолированные жилы скручены вместе и запрессованы в резиновый шланг, поверх которого наложена броня из двух повивов стальной проволоки.

Скважинные приборы (зонды, электроды, грузы). Скважинные геофизические приборы должны отвечать целому ряду технических требований, так как скважинная аппаратура работает в достаточно сложных условиях – высокие температуры (до 250°C) и давления (до 120 МПа); химически агрессивная внешняя среда – растворы солей, щелочи, нефть, газы; механические воздействия, возникающие при движении приборов. Для сокращения времени производства ГИС применяют комплексные исследования несколь-

кими зондовыми установками. Из комплексной скважинной аппаратуры наиболее часто используют аппаратуру электрического метода типа Э и комплексную аппаратуру типа КАС.

Под зондом электрического каротажа понимается измерительное устройство, опускаемое в скважину, содержащее измерительные и токовые электроды. Их число и расстояние между ними в многоэлектродном зонде определяются комплектом зондов, используемых при выполнении записей с комплексным скважинным прибором. Верхний конец многоэлектродного зонда соединяется с кабелем, нижний – вводится в глубинный прибор.

Механическое и электрическое соединение зонда с кабелем осуществляется с помощью стандартных кабельных наконечников и зондовых головок.

Электроды изготавливаются из свинцового провода диаметром 5–6 мм с сердцевинкой из стальных проволок, служащих для увеличения прочности. Свинец обеспечивает более устойчивую электродную разность потенциалов на контакте с промывочной жидкостью по сравнению с другими металлами (медь, латунь, железо).

Грузы подвешиваются к зонду или легким глубинным приборам для обеспечения надежности их спуска в скважину. Применяют грузы свинцовые и чугунные, которые поддаются разрушению в случае оставления их в забое. Обычно груз представляет собой свинцовую цилиндрическую болванку, внутри которой имеется каркас, или чугунные фасонные кольца, собранные на центральном стержне.

Спуско-подъемное оборудование (подъемники, блок-балансы, лебедки, датчики глубин). Спуск и подъем скважинных приборов и аппаратов на кабеле производится с помощью подъемника, блок-баланса и кабеля. Подъемник – спускоподъемное оборудование, установленное на автомобиле. Используются подъемники с лебедками разных размеров и конструкций – в зависимости от типа и длины кабеля: ПК-2, ПК-4 и др. Лебедки устанавливаются в кузове автомобиля и приводятся в движение автодвигателем. Подъемники обеспечивают перемещение кабеля со скоростью от 50 до 10 000 м/ч.

Блок-балансы служат для направления кабеля в скважину, с его помощью горизонтальное движение кабеля преобразуется в вертикальное и фиксируется длина перемещаемого через него кабеля.

На блок-балансе крепятся датчик глубин и датчик натяжения кабеля. Обычно используются рамочные или подвесные блок-балансы.

Датчик глубин представляет собой устройство дистанционной передачи вращения мерного ролика лентопротяжному механизму регистратора и счетчикам глубин, установленным на контрольных панелях подъемника и лаборатории. Точное измерение длины кабеля, спущенного в скважину, осуществляется путем нанесения на него через определенные расстояния магнитных меток. Длина спущенного в скважину кабеля (глубина положения зонда или скважинного прибора) отсчитывается от точки отсчета глубин. При исследованиях нефтегазовых скважин за точку отсчета обычно принимают уровень стола ротора. Если на скважине бурильный станок отсутствует, то за точку отсчета принимается уровень земной поверхности или фланец обсадной колонны.

Лаборатории и каротажные станции. Геофизические измерительные лаборатории, называемые в некоторых случаях станциями (рис. 80), по способу регистрации геофизической информации подразделяются на аналоговые, аналого-цифровые, цифровые и компьютеризированные.

Лаборатории предназначены для следующих работ:

- геофизические исследования разрезов скважин,
- контроль разработки месторождений нефти и газа и изучение технического состояния скважин;
- геолого-технологический контроль и исследование скважин в процессе бурения;
- опробование и испытание пластов, отбор керна (образцов пород) приборами на кабеле;
- прострелочно-взрывные работы в скважинах и т.д.

Аналоговые лаборатории предназначены для исследования скважин приборами на одно-, трех- и семижильном кабелях и позволяют проводить замеры всеми известными геофизическими методами. Результаты измерений регистрируются на светочувствительной бумаге с помощью осциллографов Н015 и Н017 (лаборатории типа ЛКЦ7-02, СК-1 и АКС-65-П) или с помощью двухканального самопишущего потенциометра типа ПАСК (лаборатория

типа АЭКС), позволяющих записывать диаграммы ГИС в масштабах глубин 1:500, 1:200, 1:100, 1:50 и 1:20.

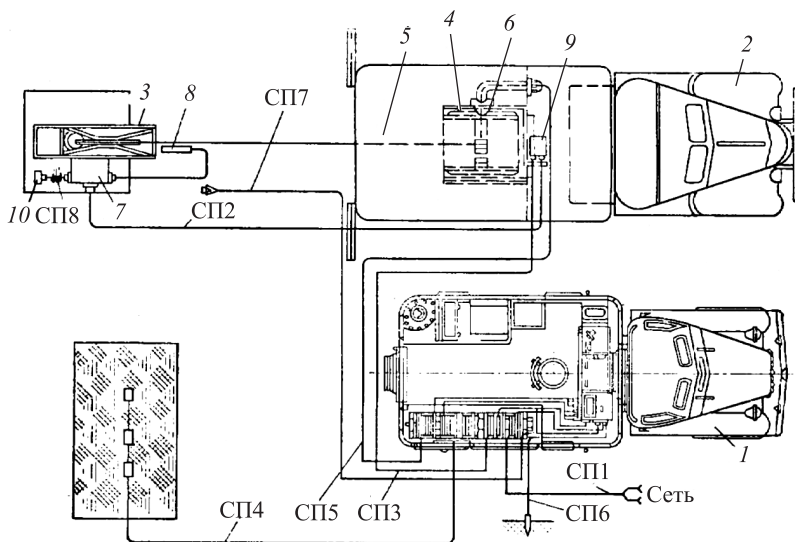


Рис. 80. Схема внешних соединений лаборатории при работе с датчиком глубин из комплекта подъемника: 1 – лаборатория; 2 – подъемник; 3 – блок-баланс; 4 – лебедка; 5 – кабель; 6 – коллектор лебедки подъемника; 7 – датчик глубин; 8 – датчик натяжения из комплекта подъемника; 9 – контрольная панель подъемника; 10 – выносной динамик; СП1–СП8 – соединительные провода

К аналогово-цифровым измерительным лабораториям относятся серийные геофизические лаборатории, модернизированные путем применения в них аппаратуры цифровой регистрации данных ГИС, т.е. параллельно с аналоговой регистрацией информации ведется регистрация аналоговых сигналов в кодовой форме на магнитной ленте или перфоленте. Разработано несколько цифровых регистраторов, преобразующих аналоговые сигналы в цифровой код – ПЛК-6, АЦРК-2, «Тюмень» и «Триас».

Цифровые лаборатории типа ЛЦК-10 и ЛК-101 предназначены для геофизических исследований с регистрацией информации в цифровой и аналоговой формах. Аналоговый регистратор – НО28,

цифровой – ПЛК-6. Имеется блок интерпретации геофизических данных ВК-1.

Автоматическая компьютеризированная геофизическая лаборатория представляет собой цифровую лабораторию, непосредственно связанную с ЭВМ, установленной вместе с другой аппаратурой. Главная задача таких лабораторий осуществлять оперативную и комплексную интерпретацию данных ГИС непосредственно в процессе каротажа скважин.

ЧАСТЬ III

КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В нефтяной и газовой промышленности бурение скважин производят как для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья, так и для их эксплуатации. Исследование скважин геофизическими методами проводится в четырех основных направлениях: 1) изучение геологических разрезов скважин; 2) изучение технического состояния скважин; 3) **контроль за разработкой месторождений нефти и газа**; 4) проведение прострелочно-взрывных и других работ. Эта часть учебного пособия посвящена геофизическим методам по контролю за разработкой месторождений нефти и газа.

Высокие темпы развития нефтедобычи на месторождениях платформенного типа достигаются за счет внедрения интенсивных методов разработки с поддержанием пластового давления при законтурном и внутриконтурном заводнении. Поэтому вопросы контроля и регулирования процессов разработки с целью получения запланированного объема добычи нефти и достижения максимально возможного коэффициента нефтеотдачи приобретают первостепенное значение.

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает комплекс геофизических исследований в действующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи. Методами ГИС решаются задачи разработки нефтегазовых месторождений общего характера (определение начального положения и наблюдение за перемещением ВНК и ГЖК в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и других способах воздействия на него; наблюдение за перемещением фронта нагнетаемых вод по пласту) и детальных исследований (уточнение геологического строения месторождения; изучение эксплуатационных характеристик пластов – выделение интервалов притока и приемистости, определение работающих мощностей, продуктивности и пластового давления; контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов; оценка коэффициентов текущей и конечной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов; оценка текущих запасов углеводородов) [12, 20, 21, 22].

Геофизические исследования, результаты которых используются для контроля за обводнением залежей нефти и газа, можно разделить на три группы. Первая группа включает исследования в необсаженных скважинах, пробуренных после значительного периода разработки залежи. Основным методом исследования – электрокаротаж. Вторая группа проводит геофизические исследования в интервале коллекторов обсаженных скважин в основном нейтронными методами. Третья группа объединяет методы ГИС, позволяющие осуществлять контроль за обводнением коллекторов по изменению состава жидкости и скорости потока по стволу работающей скважины в интервале пластов, вскрытых перфорацией и др.

При геофизических исследованиях горные породы и содержащиеся в них полезные ископаемые изучаются в разрезах скважин. Скважина представляет собой вертикальную или наклонную цилиндрическую горную выработку, длина которой значительно больше ее диаметра. Она состоит из трех основных частей: устья – ее верх, забоя – ее дно и ствола – вся цилиндрическая часть от устья до забоя.

Скважины представляют собой основную составляющую системы разработки, так как по ним осуществляется подъем из недр нефти и газа и с их помощью получают необходимые сведения о залежах УВ. По своему назначению они подразделяются на добычающие, нагнетательные, специальные и вспомогательные.

Добычающие скважины предназначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов, а нагнетательные скважины – для нагнетания в пласт различных агентов с целью обеспечения эффективной разработки залежей. Специальные (контрольные и оценочные) скважины предназначены для оценки нефтегазонасыщенности и других параметров пластов и для контроля за процессами, протекающими в пластах. Пьезометрические скважины служат для проведения наблюдений за изменением в них пластового давления. Наблюдательные скважины предназначены для наблюдения за характером вытеснения нефти из пластов – за перемещением ВНК и ГЖК и за изменением нефтегазонасыщенности пластов. К числу вспомогательных скважин относят водозаборные и поглощающие скважины.

Контроль за разработкой месторождений нефти и газа осуществляется методами ГИС на протяжении всего времени эксплуатации скважин. Следует отметить, что результаты исследования технического состояния скважин (искривление ствола скважин, определение высоты подъема цемента, качества цементирования обсадных колонн, выделение интервалов циркуляции и мест нарушения герметичности обсадной колонны, определение глубины спуска различного оборудования, установление уровня жидкости в межтрубном пространстве и т.д.) также используются для контроля за разработкой залежей нефти. При извлечении углеводородов из пласта они частично выделяют парафин, смолы и соли, образуя на поверхностях насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны парафиновые и солевые пробки, что приводит к снижению дебитов нефти и газа. Вследствие нарушения герметичности колонны и цементного кольца в скважину может поступать посторонний флюид, не связанный с выработкой конкретного продуктивного пласта, или же нагнетаемая жидкость будет уходить за пределы намечаемого для закачки объекта.

Непосредственно же контроль и регулирование процессов разработки решают следующие задачи: определение первоначального положения ВНК и ГЖК и их изменения во времени; выделение обводненных продуктивных пластов, определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности пластов; изучение эксплуатационных характеристик коллекторов; определение отдающих и поглощающих интервалов пласта и т.д.

При геофизическом контроле за разработкой нефтегазовых месторождений применяются методы, входящие в обязательный комплекс ГИС (КС, ПС, кавернометрия, ГК, НГК, ННКт, импульсные методы и пр.) в основном для оценки текущей нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, и специальные методы, изучающие эксплуатационные характеристики пластов (в том числе выделение интервалов притока и приемистости пластов по данным расходомерии, термометрии, резистивиметрии, импульсного нейтронного гамма-метода, акустического каротажа и др.).

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ЗАВОДНЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ

Изучение процесса вытеснения нефти и газа при законтурном и внутриконтурном заводнении месторождений предусматривает:

- исследование характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК;
- контроль перемещения ВНК и ГЖК;
- выделение продуктивных пластов, обводненных пресными и минерализованными водами;
- определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности пластов.

При разработке месторождений нефти и газа используют энергию начальных (статических) и искусственных (дополнительных) пластовых давлений, под действием которых происходит вытеснение нефти и газа из порового пространства пласта в скважину. Однако природные внутренние виды энергии месторождений УВ, особенно нефти, не обеспечивают высокой нефтеотдачи залежей. С целью увеличения нефтеотдачи используют искусственные источники энергии путем закачки в продуктивные пласты воды, газа и других реагентов. Вытеснение нефти водой в настоящее время является основным способом извлечения нефти.

Движение жидкости в нефтеносном пласте происходит по сложной системе разветвленных поровых каналов разнообразных конфигураций и размеров.

Однако сложный процесс одновременного вытеснения и перераспределения фаз (воды или нефти) в поровом пространстве коллектора не приводит к полному вытеснению нефти замещающей ее водой. В обводняющемся продуктивном пласте при законтурном заводнении выделяют четыре зоны (рис. 81).

Первая зона – водоносная часть пласта ниже уровня ВНК, в ней поровое пространство полностью заполнено водой. Во второй зоне водонасыщенность изменяется от максимальной до значения на фронте вытеснения нефти. Участок II *a* находится на начальной линии нагнетания воды и характеризуется остаточной нефтенасы-

ценностью. Участок Пб представлен зоной водонефтяной смеси, в которой нефть постепенно вымывается. Третья зона, размер которой может достигать нескольких метров, переходная от воды к нефти. Четвертая зона – невыработанная часть пласта. При внутриконтурном заводнении продуктивного пласта существуют II, III и IV зоны. Участок Па расположен непосредственно вокруг нагнетательной скважины.

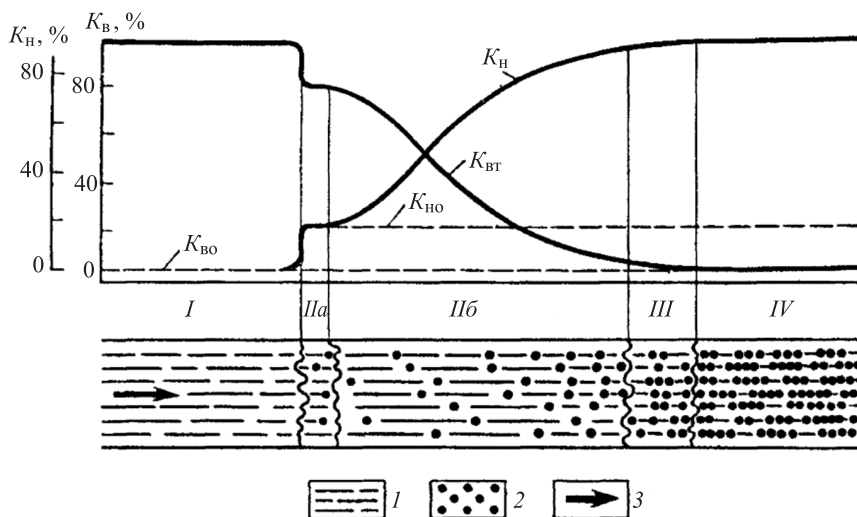


Рис. 81. Схема изменения нефте- и водонасыщенности продуктивного пласта при законтурном его заводнении. Характер насыщения порового пространства: 1 – вода, 2 – нефть, 3 – направление движения нагнетаемой воды

Петрофизические характеристики продуктивных коллекторов претерпевают значительные изменения и не являются постоянными в период разработки залежей УВ. Они существенно отличаются от физических свойств горных пород, установленных для первоначального статического состояния продуктивных коллекторов. Эти отличия обусловлены изменением соотношения нефти, газа и воды в поровом пространстве за счет появления нагнетаемой воды, непостоянством минерализации остаточной и свободной воды при нагнетании в пласт пресных вод, изменением температуры пластов в процессе их эксплуатации и др.

11.1. Исследование характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК

Оценка характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК в необсаженных скважинах сводятся к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа. Решается задача о целесообразности спуска колонны в еще не обсаженную скважину и опробования промышленных нефтегазоносных объектов.

Первоначальное положение ВНК и ГЖК устанавливается комплексом методов ГИС (в основном по показаниям методов КС зондов большого размера и методов радиометрии) в необсаженных скважинах (рис. 82).

Оценка характера насыщения коллектора основана на определении удельного сопротивления ρ_n породы в ее неизменной части и на сравнении полученных значений ρ_n с критическими величинами ρ_n^* , характеризующими для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными. В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое удельное сопротивление, а нефтегазоносные – высокое. Надежное определение ρ_n по диаграммам БКЗ возможно лишь для достаточно мощных и однородных объектов. При наличии плотных высокоомных прослоев в пласте-коллекторе величину ρ_n необходимо получать по диаграммам $\rho_{эф}$ индукционных (ИК) и экранированных (БК) зондов. Благоприятным условием определения ρ_n является неглубокое проникновение бурового раствора в пласт.

Весьма перспективны временные исследования обсаженных скважин нейтронными и низкочастотными акустическими методами с целью выделения продуктивных коллекторов на основе изучения процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах.

Первоначальное положение ВНК и ГЖК устанавливается в обсаженных скважинах методами радиоактивного каротажа и отчасти термометрии.

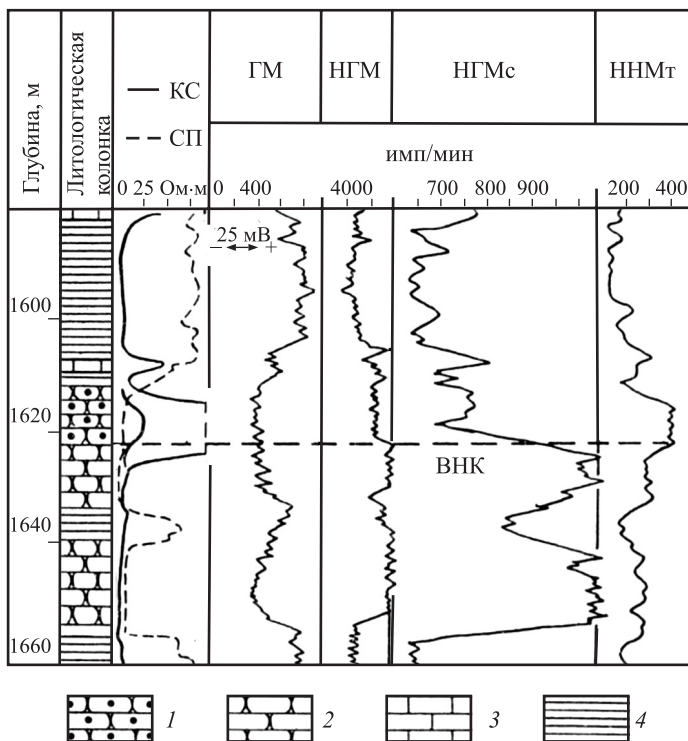


Рис. 82. Пример выделения водоносных коллекторов и определения положения ВНК по данным нейтронных и электрических методов в открытом стволе: 1 – нефтеносный песчаник; 2 – водоносный песчаник; 3 – известняк; 4 – глина

Если определить характер насыщения отдельных коллекторов в разрезе скважины по кривым ГИС не удастся, для установления продуктивности коллекторов используют данные прямых методов – газометрии, испытателей пластов на трубах и кабеле.

11.2. Контроль за изменением ВНК и ГЖК

Этот контроль является важным моментом для оценки характера поверхности раздела водоносной и нефтегазоносной зон в пласте в процессе разработки залежей.

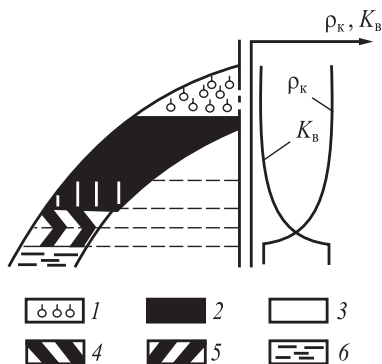


Рис. 83. Схема строения нефтяной залежи с газовой шапкой. Зоны: 1 – газовая шапка, 2 – предельной нефтенасыщенности, 3–4 – недонасыщенности (подзоны: 3 – однофазного притока нефти, 4 – двухфазного притока нефти и воды), 5 – переходная, 6 – водоносная

Контакты нефть-вода и газ-вода в природных условиях не являются четкими. Так, при пересечении коллектора нефтегазовой залежи в ее водонефтяной части выявляют пять зон: 1 – газовую шапку; 2 – зону предельного нефтенасыщения, которая имеет максимальное K_n , минимальное $K_b = K_{bo}$; 3 – зону недонасыщения, в которой значения K_n и $K_b = K_{bt}$ по разрезу меняются от величин этих параметров в зоне предельного насыщения до их значений в переходной зоне коллектора; 4 – переходную зону, в которой значения K_n и $K_b = K_{bt}$ меняются до их значений в водоносном коллекторе; 5 – водоносную зону коллектора, для которой $K_n = 0$ и $K_b = 1$ (рис. 83).

В настоящее время единого мнения о том, что считать границей контакта нефть-вода, не существует. В основном положения контактов устанавливают по комплексу ГИС и результатам опробования скважин. При отсутствии переходной зоны ВНК устанавливают по показаниям КС градиент- и потенциал-зондов, по кривым микронзондирования, по кривым экранированного зонда БК и кривой ИК (рис. 84). По этим же данным можно получить наиболее достоверную информацию о перемещении ВНК.

Контроль за изменением ВНК и ГЖК и ГВК, а также за возникновением избирательного обводнения пластов осуществляется электрическими методами каротажа при бурении новых эксплуатационных скважин в той части залежи, где предполагается текущее положение контакта. В пластах, где нефть и газ вытеснены пластовой водой, значительно уменьшается электрическое сопротивление.

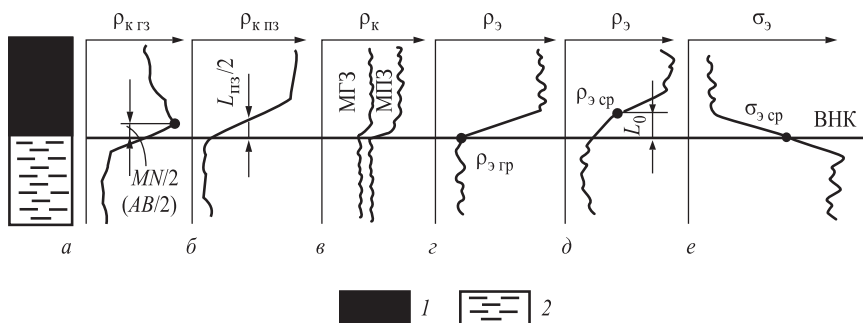


Рис. 84. Определение положения ВНК по данным методов КС и ИК: 1 – нефть, 2 – вода

При замещении нефти пресной водой, закачиваемой при законтурном или внутриконтурном заводнении пластов, определить контакт по изменению сопротивления не удастся; но иногда обводнение пласта удастся обнаружить по изменению аномалий $U_{\text{сп}}$.

Число новых скважин бурящихся на месторождении в течение года, в которых можно следить за контактом электрическими методами, сравнительно невелико, а после их крепления стальными колоннами дальнейшее наблюдение за перемещением контактов электрометодами становится невозможным.

Основными методами контроля за перемещением ГЖК и ВНК в обсаженных интервалах скважин в настоящее время являются нейтронные методы.

11.3. Выделение обводненных продуктивных пластов

При выделении обводненных продуктивных пластов различают выделение обводненных продуктивных пластов в необсаженных скважинах, выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных неперфорированных скважинах и выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах. [20, 22].

В необсаженных скважинах при выделении обводненных продуктивных пластов наиболее информативны электрические методы

(ПС и КС), акустические, нейтронные и термические. В обводненных продуктивных пластах наблюдаются пониженные значения удельного электрического сопротивления, а акустические и нейтронные характеристики аналогичны одноименным параметрам водоносных пластов.

В обсаженных неперфорированных скважинах для выделения обводненных пластов используют главным образом данные стандартных и импульсных методов радиоактивного каротажа, данные термометрии, индукционного каротажа и широкополосного акустического метода.

Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах – одна из наиболее важных задач при геофизическом контроле за разработкой месторождения, так как результаты таких исследований являются наиболее массовыми и их обобщение дает возможность установить характер и закономерности обводнения продуктивных пластов по площади и принимать оперативные решения по регулированию разработки залежей. Данную задачу приходится решать длительное время в связи с большим периодом работы скважины с обводненной продукцией.

Трудность выделения обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах определяется тем, что против перфорированных пластов в стволе скважины находится неоднородная по физическим свойствам жидкость, цементный камень может быть разрушен, меняется во времени минерализация вод, обводняющих продуктивный пласт.

Наиболее типичным является случай выделения обводненных продуктивных пластов в работающей скважине. В обсаженных перфорированных скважинах для выделения обводненных пластов используют широкий комплекс ГИС: импульсные и стандартные радиоактивные методы, резистивиметрия, влагометрия, плотностеметрия, расходометрия и высокочувствительная термометрия. Достоверность интерпретации существенно повышается, если полученные результаты исследований сравниваются с предыдущими (рис. 85).

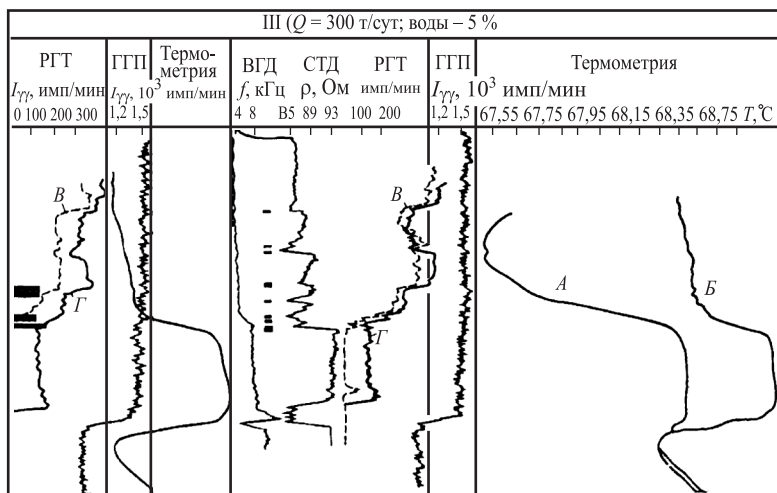
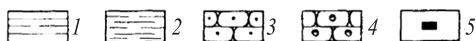
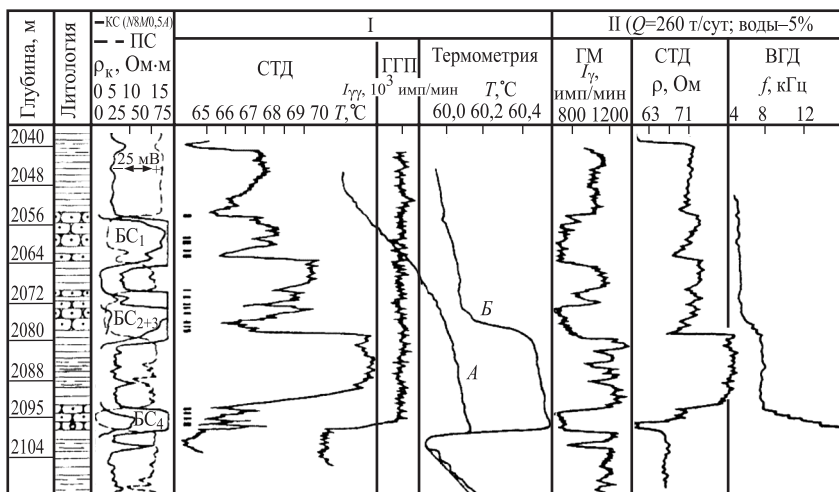


Рис. 85. Выделение обводненных и работающих интервалов по комплексу ГИС. Замеры: I – на начало разработки; II, III – через 2 года 8 месяцев после ее начала; 1 – глина; 2 – алевролит; песчаник: 3 – нефтеносный, 4 – обводненный, 5 – работающие интервалы; запись кривых ГИС в скважинах: А – остановленной, Б – работающей; В, Г – соответственно точечные и непрерывные замеры

На рис. 85 приведены данные ГИС при работе скважины в безводный I и обводненные II, III периоды. Сравнивая данные расходомерии, плотностнометрии, влагометрии и термометрии, можно установить работающие интервалы и интервал обводнения продуктивного пласта БС₄ на глубине 2097–2100,4 м.

11.4. Определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности

Под текущей нефтегазонасыщенностью пласта понимают количество нефти или газа в породе на определенное время разработки месторождения. Она оценивается коэффициентом текущего нефтегазонасыщения

$$K_{\text{нг.т}} = V_{\text{нг.т}} / V_{\text{п}},$$

представляющим собой отношение текущего объема нефти или газа к объему пор коллектора [10, 20].

Остаточная нефтегазонасыщенность – это то количество нефти и газа, которое остается в пласте на момент окончания выработки залежи. Коэффициент остаточного нефтегазонасыщения

$$K_{\text{нг.о}} = V_{\text{нг.о}} / V_{\text{п}},$$

где $V_{\text{нг.о}}$ – объем оставшихся нефти или газа.

По данным коэффициентов начального $K_{\text{н.нач}}$ и остаточного $K_{\text{н.о}}$ нефтенасыщения устанавливается коэффициент конечного вытеснения нефти

$$\beta_{\text{в}} = 1 - K_{\text{н.о}} / K_{\text{н.нач}}.$$

Коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{нт}}$ и $K_{\text{но}}$ участков залежи, введенных в разработку, определяют по методу сопротивлений в специальных оценочных скважинах, пробуренных на нефилтующемся растворе, до крепления их; по результатам нейтронных методов в эксплуатационных скважинах; по диаграммам индукционного метода в эксплуатационных скважинах с открытым забоем и в оценочных скважинах.

При вытеснении нефти и газа из пласта водой, близкой по минерализации к пластовой, коэффициент $K_{\text{нт}}$ в открытом стволе

скважины определяется по методам сопротивления (рис. 86). Определение $K_{нт}$ значительно усложняется при нагнетании в пласт пресных вод.

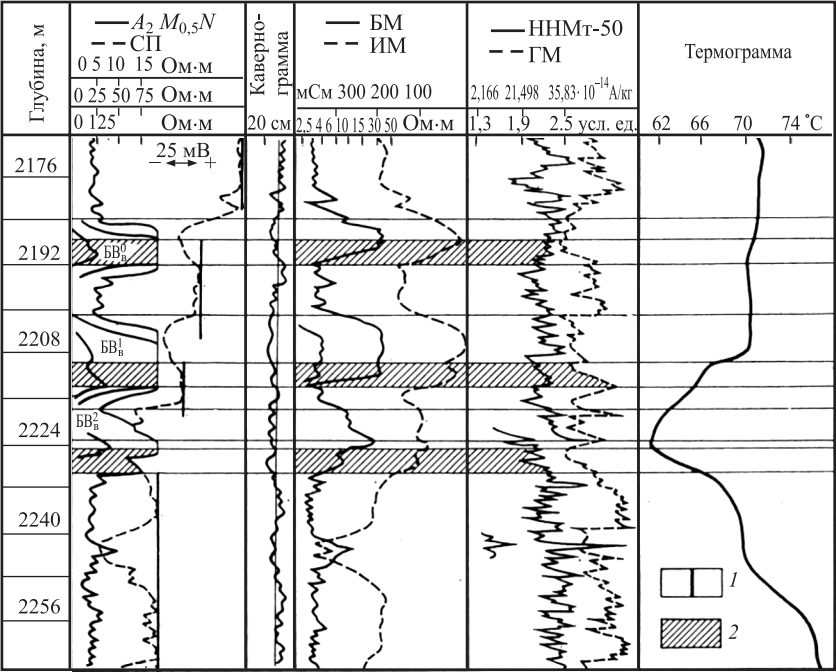


Рис. 86. Пример определения коэффициента текущего нефтенасыщения $K_{нт}$ обводненных пластов: 1 – условная нулевая линия глин; 2 – обводненные продуктивные пласты

Определение коэффициента текущего нефтенасыщения $K_{нт}$ в обсаженных скважинах осуществляется по данным импульсно-нейтронных методов ИННКт и ИНГК при минерализации пластовых вод не менее 150 г/л. Коэффициент текущего газонасыщения находится по данным НГК и ННКт.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности $K_{он}$ можно также оценить по результатам лабораторных исследований образцов керна.

ИЗУЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

К основным эксплуатационным характеристикам пласта относятся:

- мощность отдающих (поглощающих) интервалов;
- профиль притока (приемистости);
- пластовое давление.

Изучение и контроль этих характеристик методами ГИС особенно важно при совместной эксплуатации пластов с различными ФЕС, а также при поддержании пластового давления путем закачки в пласт вытесняющих агентов. С помощью эксплуатационных характеристик определяют коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти и газа в целом, коэффициент продуктивности отдельных пластов и качество их вскрытия. Эти данные являются основой для планирования мероприятий по повышению эффективности разработки залежей, увеличению охвата (воздействия) их заводнением, использованию различных методов интенсификации притока или приемистости флюидов, повышению нефтеотдачи, улучшению качества вскрытия пластов и т.д. [4, 8, 10, 13, 20].

Определение мощности отдающих и поглощающих интервалов и построение профиля притока и приемистости производятся по данным комплекса методов, к которым в основном относятся механическая и термоиндуктивная расходометрия, высокочувствительная термометрия и метод изотопов, в сложных случаях привлекаются данные радиоактивного каротажа.

12.1. Расходометрия скважин

Расходометрия скважин является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Расходометрия заключается в измерении скорости перемещения жидкости по скважине приборами, которые называются расходомерами. С помощью расходометрии решаются следующие задачи: в действующих скважинах

выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных выделяют наличие перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами, изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделенных неперфорированными интервалами; строят профили притока или приемистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом [8, 13].

Расходомеры бывают механические и термоиндуктивные, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакерные, а по способу регистрации – на автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри приборов) и дистанционные (сигналы передаются по линии связи на поверхность, где регистрируются).

Расходомер механического типа при работе в скважине обычно опускают до кровли верхнего перфорированного интервала и при открытом пакере регистрируют показания калибратора, нулевые линии и суммарный дебит. Затем при закрытом пакере расходомер опускают до забоя. После этого при подъеме прибора с прикрытым пакером производится непрерывная запись расходограммы до воронки насосно-компрессорных труб со скоростью 60–80 м/ч в масштабе глубин 1:200. На участках кривой с резкими изменениями дебита производят точечные измерения через 0,4 метра, с малыми изменениями дебита – через 1–2 м. Измерения про-

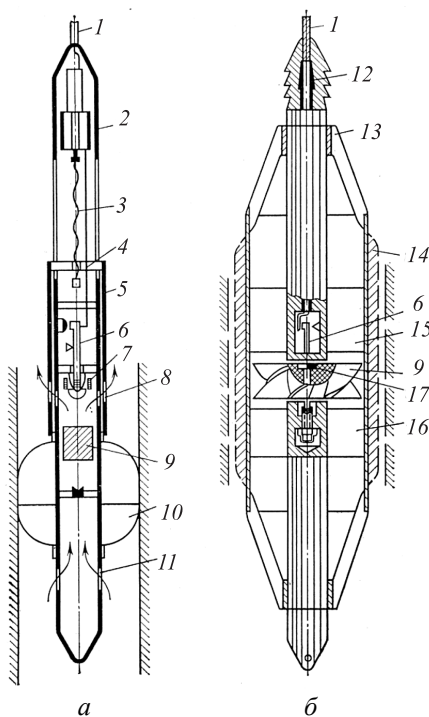


Рис. 87. Схемы механических расходомеров с пакером (а) и без пакера (б): 1 – кабель; 2 – корпус; 3 – ходовой винт; 4 – траверса; 5 – подвижная труба; 6 – магнитный прерыватель; 7 – постоянный магнит; 8, 11 – окна; 9 – турбинка; 10 – пакер; 12 – кабельная головка; 13 – направляющие фонари; 14 – насадка; 15, 16 – струевыпрямители; 17 – магнитная муфта

изводят с полностью открытым пакером. Полученная кривая показывает количество жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах, и называется интегральной расходограммой. Она характеризует суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на кривой наблюдается возрастание показаний, а в интервалах поглощения – их уменьшение. Интегральная расходограмма используется для построения дифференциальной зависимости, характеризующей интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта.

Термоэлектрические расходомеры предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин – через межтрубное пространство. Их работа основана на зависимости степени охлаждения нагреваемого элемента, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. На практике наибольшее распространение получили расходомеры СТД-2 и СТИ-4 (рис. 87)

12.2. Определение отдающих и поглощающих интервалов пласта и получение их профиля притока или приемистости

По результатам измерений механическими и термоиндуктивными расходомерами, а также по данным высокочувствительной термометрии и метода изотопов можно определить отдающие и поглощающие интервалы пласта и получить профили притока (дебита) и приемистости жидкостей или газа по мощности работающего пласта [4, 10, 20].

Профилем притока или приемистости называют график зависимости количества Q жидкости (газа), поступающей из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины z ее залегания. Профиль притока жидкости при движении ее вверх по стволу скважины называется профилем притока, при движении вниз – профилем приемистости.

Изучение профилей притока и приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и продолжается периодически в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин. Дифференциальный профиль строится по расчетным значениям удельного дебита (расхода) q_i с помощью формулы

$$q_i = (Q_{i \max} - Q_{i \min}) / \Delta l,$$

где $Q_{i \max} - Q_{i \min}$ – соответственно расход в верхней и нижней точках изучаемого интервала глубин, относящихся к глубинам $l_{\text{верх}}$ и $l_{\text{ниж}}$, $\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$ – величина выбранного интервала. По этому профилю определяются расходы жидкости по отдельным участкам ствола скважины (рис. 88).

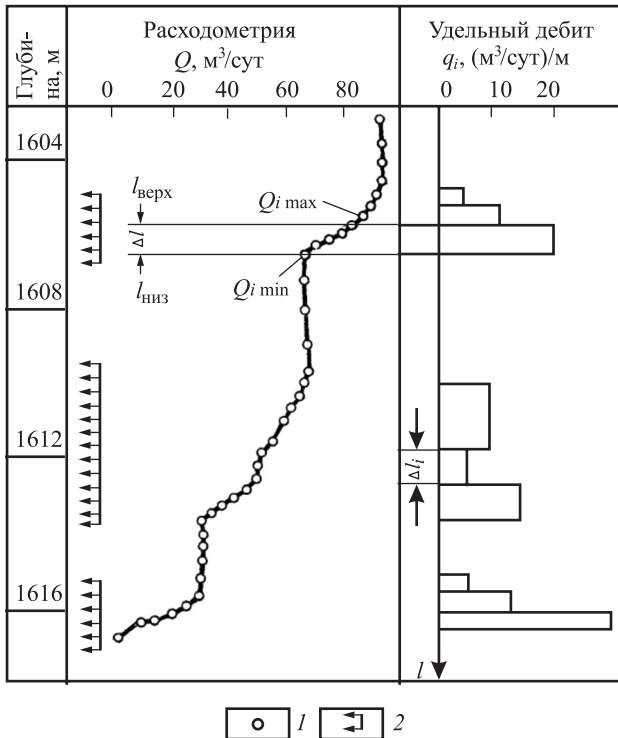


Рис. 88. Пример построения профилей притока: 1 – точечные замеры, 2 – интервал перфорации

Данные высокочувствительной термометрии позволяют определить интервалы притока флюидов в перфорированных пластах (рис. 89), а сам профиль притока в добывающей скважине получить с помощью метода изотопов, если в нее закачивать нефть, меченую радиоактивными изотопами (рис. 90).

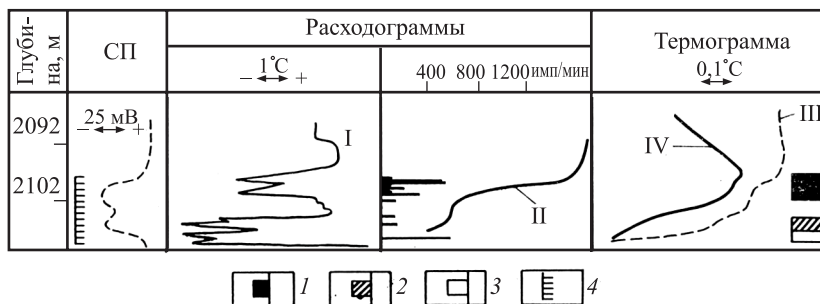


Рис. 89. Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термоиндуктивного расходомеров и высокочувствительной термометрии: I – кривая, замеренная термоиндуктивным расходомером типа СТД; II – то же, механическим расходомером типа РГД; III, IV – термограммы, полученные в работающей и остановленной скважине соответственно; 1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3 – вода; 4 – интервал перфорации

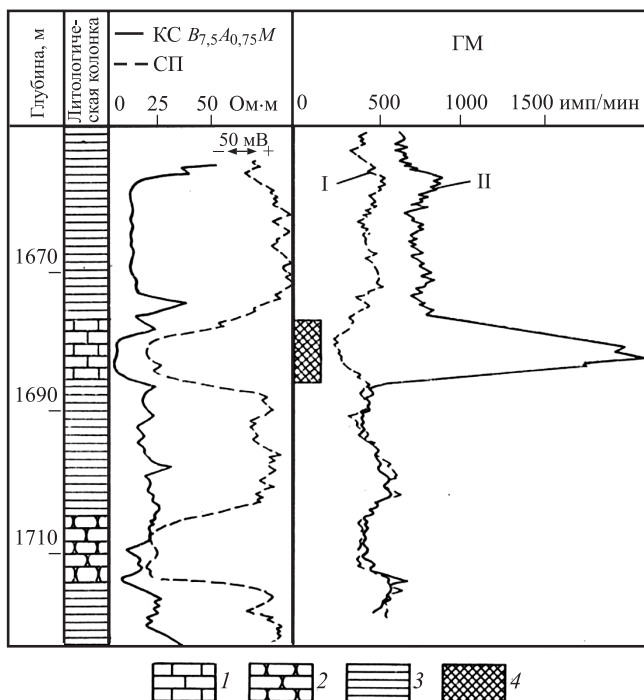


Рис. 90. Определение места притока и поглощения жидкости по данным метода изотопов: I, II – кривые ГМ до и после закачки изотопов; 1 – известняк; 2 – водоносный песчаник; 3 – глина; 4 – интервал поглощения жидкости

12.3. Исследование притока и поглощения жидкости и газа в эксплуатационных и нагнетательных скважинах

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, что осложняет дальнейшее бурение или эксплуатацию скважины.

Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные отверстия попадает в скважину. В этом случае для предотвращения обводнения требуется определить не только место притока воды в скважину, но и установить местоположение очага обводнения, т.е. определить интервал затрубного движения воды. В процессе бурения возможны также поглощения промывочной жидкости, вызывающие полную или частичную потерю ее циркуляции. Решение перечисленных задач осуществляется с помощью резистивиметрии, термометрии и использования метода радиоактивных изотопов.

Для определения места притока воды в скважину чаще всего применяются электрические и термические методы. Электрический метод основан на измерении скважинными резистивиметром удельного сопротивления скважинной жидкости и проводится способом оттарывания или продавливания.

Применение термического метода определения места притока основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. Измерение температуры проводится обычными скважинным электротермометрами. На глубине поглощения, т.е. в месте нарушения герметичности обсадной колонны, наблюдается резкое изменение в температурных показаниях.

Итак, для определения затрубного движения воды и положения очага обводнения чаще всего используются термические методы и методы радиоактивных изотопов (см. рис. 63).

12.4. Определение пластового давления

Величины пластового и забойного давлений являются основными характеристиками энергетического состояния скважин. Наравне с величиной отбора пластовых флюидов они представляют собой важнейшие показатели состояния разработки залежей нефти и газа и необходимы для расчета коэффициентов продуктивности и приемистости [10, 20, 22].

Пластовое давление – это давление флюидов против середины перфорированного интервала в длительно простаивающих скважинах и в скважинах действующих, но остановленных на период стабилизации забойного давления.

Различают начальное и текущее пластовые давления. Начальное пластовое давление определяют до начала интенсивной разработки, когда не нарушены начальные термодинамические условия пласта из скважин, не было существенного отбора флюидов. Текущее пластовое давление определяют на определенную дату разработки залежи.

Пластовые давления в эксплуатируемой многопластовой залежи в каждом отдельном пласте определяют по результатам комплексных исследований расходометрией и забойным манометром, проведенных на разных установившихся режимах работы скважины. Режим работы скважины изменяют путем смены штуцера, который создает разное давление на забое или депрессию.

Пластовое давление в открытом стволе скважины измеряется с помощью скважинных автономных манометров типа МГИ, МГН в процессе проведения работ испытателями пластов на трубах. Широко используются комплексные автономные приборы типа ПАК-1 и ПАК-4. В ряде случаев давление в отдельных точках пласта может измеряться дистанционным многоточечным опробователем АИПД.

Одновременно с измерением забойного давления в установившемся режиме работы скважины проводят определение профилей притока или приемистости над всеми пластами и каждым из них в отдельности. По результатам этих исследований строят графики зависимости дебита (расхода) пласта от величины забойного давления – индикаторные диаграммы (рис. 91).

Начальный участок индикаторной линии на графике $Q = f(P_{\text{заб}})$ часто близок к линейному. Экстраполируя индикаторные линии до нулевого дебита ($Q = 0$), т.е. до пересечения с осью абсцисс, получают величину пластового давления для каждого пласта в отдельности. Если давления в пластах получают различные, то это указывает на перетоки жидкости между ними в начальный период.

На рис. 91 видно, что индикаторные линии, снятые на четырех режимах работы скважины, имеют линейный вид, что свидетельствует об установившихся режимах их работы. Пластовое давление, определенное по суммарной кривой 4 для всех трех

пластов, оказалось меньше пластового давления, найденного для нижнего пласта (кривая 3). Следовательно, в закрытой скважине вероятен переток из нижнего пласта в верхние. Для установления перетока расходомер необходимо поместить между пластами и после закрытия скважины снять кривую изменения дебита во времени.

Наличие сведений о давлениях в отдельных пластах, разрабатываемых совместно, позволяет устанавливать интервалы повышенного воздействия на них закачиваемых вод и тем самым прогнозировать опережающее обводнение этих интервалов.

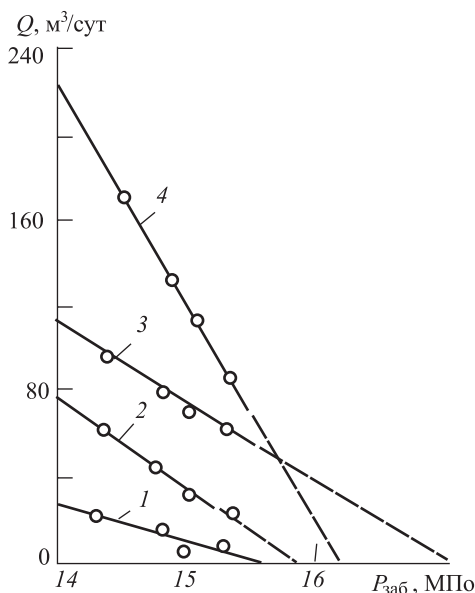


Рис. 91. Индикаторные диаграммы, полученные при исследовании многопластового объекта: 1–3 – индикаторные диаграммы для трех отдельных пластов; 4 – суммарная индикаторная диаграмма. Пластовые давления, МПа: $P_1 = 15,8$; $P_2 = 15,6$; $P_3 = 16,9$; суммарное давление $P_4 = 16,2$ МПа

12.5. Определение состава флюидов в стволе скважины

Сведения о составе жидкостей и газа, поступающих в скважину, необходимы для более точной интерпретации данных расходомерии, а в конечном счете – для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа [4, 8, 13, 20]. Флюиды, которые заполняют стволы работающих или остановленных эксплуатационных скважин, представляют собой смеси нефти, газа, воды и глинистого раствора с преобладанием того или иного компонента. Физические свойства таких смесей изменяются в широких пределах. Смеси различаются также по своей структуре. Для водонефтяной и газовой смеси характерны две основные структуры потока: гидрофильная смесь (нефть или газ диспергированы в виде капель или пузырьков в воде) и гидрофобная смесь (вода рассеяна в нефти или газе). Промежуточная структура названа инверсионной.

При эксплуатации объектов большой мощности часто встречаются с избирательным обводнением отдельных прослоев. В этих случаях интервалы поступления воды могут быть обнаружены по изменению состава флюида по стволу скважины. Зная соотношения воды, нефти и газа в скважинном флюиде можно определить границы нефтеводоразделов, интервалов разгазирования и места поступления воды через дефекты в колонне.

Исследование флюидов в стволе скважины в основном проводят методами электрометрии, включающими резистивиметрию и влагометрию, радиоактивные методы (гамма-плотностемер) и термометрии (рис. 92).

Резистивиметрия скважины заключается в измерении электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину. Чаще всего с помощью резистивиметра определяют место притока воды в скважину и распознавания типа движущейся в стволе скважины смеси – гидрофильной (нефть в воде) или гидрофобной (вода в нефти). Главное назначение резистивиметрии – установление ВНК по резкому увеличению удельного сопротивления при переходе прибора от воды к нефти.

Влагометрия дает возможность определять состав флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости, поскольку диэлектрическая проницаемость воды гораздо боль-

ше диэлектрической проницаемости нефти и газа. Диэлектрическая проницаемость флюидов измеряется скважинными приборами – влагомерами типа ВГД (рис. 92; кривая II на рис. 93).

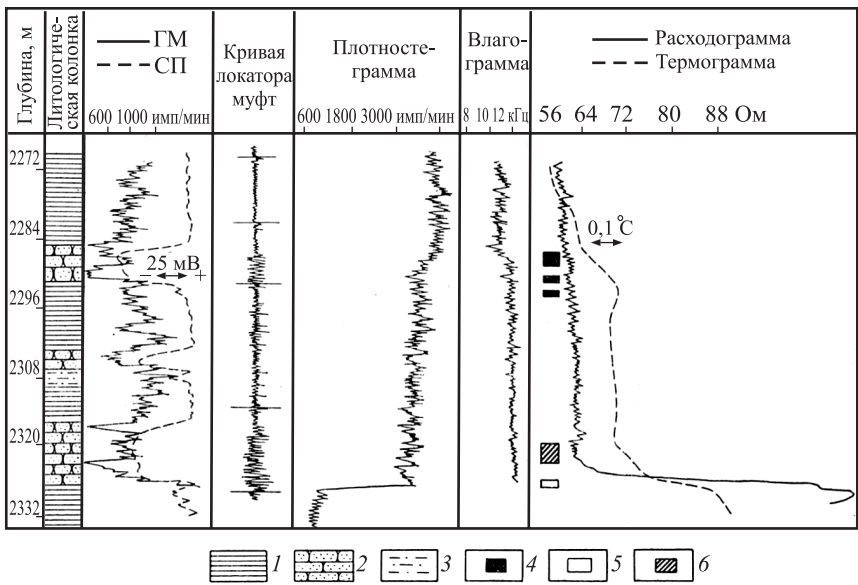


Рис. 92. Определение профиля притока и типа флюидов по комплексу методов ГИС: 1 – глина; 2 – песчаник; 3 – алевролит; 4 – нефть; 5 – вода; 6 – нефть с водой

Плотностеметрия основана на изучении плотностей жидкости в стволе скважины с помощью гамма-гамма-метода. Плотность жидкости в скважине замеряют с помощью гамма-плотномера типа ГГП.

На дебитограмме (рис. 93, а) выделяют четыре интервала с притоком. Из них три интервала отдают нефть, а четвертый (1626–1628 м) – воду. На рис. 93, б дебитограмма показывает наличие притоков жидкости в интервалах 1751–1756 и 1764–1768 м. В нижней части последнего интервала плотность флюида практически совпадает с плотностью пластовой воды. Эта часть разреза отдает воду, что хорошо видно по увеличению наведенной активности кислорода на глубине 1768 м. Прикровельная часть нижнего интер-

вала отдает воду с нефтью, что приводит к некоторому росту показаний плотностемера до $1,11 \text{ г/см}^3$ (промежуточным для нефти и пластовой воды).

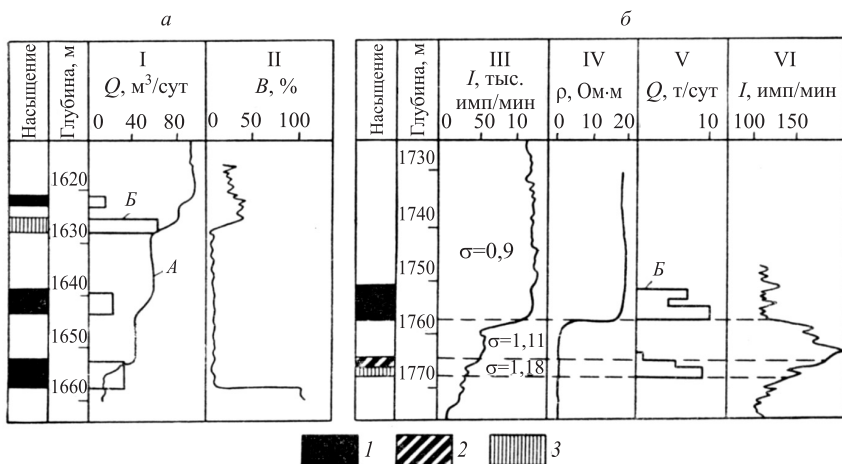


Рис. 93. Исследование эксплуатационных скважин дебитометрами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотностемером (б): I, V – дебитограммы: А – интегральная, В – дифференциальная; диаграммы: II – влагомера, III – гамма-плотностемера, IV – резистивиметра, VI – метода наведенной активности кислорода. Интервалы, отдающие: 1 – нефть, 2 – нефть с водой, 3 – воду

Интервал 1751–1756 м отдает нефть, благодаря чему показания плотностемера растут до значений $0,9 \text{ г/см}^3$. На диаграмме резистивиметра видно изменение фазового состояния флюида на глубине 1756 м, на глубине более 1756 м его проводимость имеет высокие значения в связи с нахождением нефти в виде изолированных капель в воде. Выше глубины 1756 м, наоборот, жидкость в скважине представляет собой нефть с каплями воды и поэтому имеет высокое сопротивление.

Следует отметить, что для оценки обводнения продукции изучаемого пласта данных плотностемера и влагомера бывает иногда недостаточно. В этом случае названные методы надо комплексировать с дебитометрией.

Использование данных термометрии. В неперфорированных пластах по данным термометрии прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих в эксплуатационной и поглощающих в нагнетательной скважинах).

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем пластовая, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой. Обводненный пласт (см. рис. 85) определяется по положению точки, характеризующейся минимальной температурой ΔT . Интервал прорыва закачиваемых вод по пласту регистрируется отрицательной температурной аномалией.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений.

Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся – пониженными значениями относительно соседних участков.

Глава 13

КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТА

Для повышения нефтеотдачи пластов разработан ряд методов физико-химических воздействий на горную породу: химических, тепловых, барических, акустических, их сочетаний и др. К таким методам относятся: соляно-кислотная обработка прискважинной части пласта, паротепловое воздействие, термозаводнение, гидравлический разрыв пласта, внутрипластовое горение, термобарохимическое, акустическое и комбинированное воздействие и др. [12, 20].

Рассмотрим некоторые гидродинамические и геофизические методы воздействия на эксплуатационные объекты.

13.1. Контроль процесса соляно-кислотной обработки

Контроль процесса соляно-кислотной обработки прискважинной части пласта на водной и ацетоновой основе производится радиоактивными методами и расходометрией.

Соляно-кислотная обработка коллекторов на водной основе применяется с целью повышения фильтрационных свойств прискважинной части пластов, представленных карбонатными породами (известняками, доломитами) или песчаниками с карбонатным и железистым цементом. Раствор соляной кислоты, воздействуя на карбонатный скелет или цемент породы, частично растворяет их. Образующиеся при этом продукты химической реакции – хлориды кальция, магния, железа, вода, углекислый газ – удаляются вместе с нефтью или газом при работе пласта. В итоге фильтрующие каналы расширяются, возрастает проницаемость прискважинной части коллектора и увеличивается приток флюида из пласта.

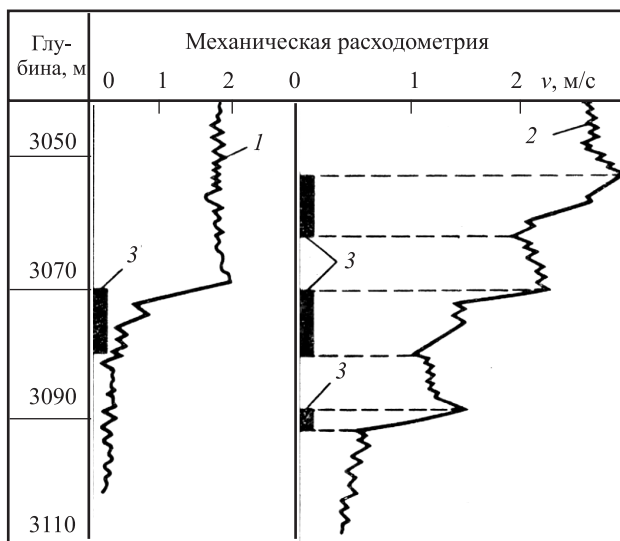


Рис. 94. Изменение работающей мощности пласта после соляно-кислотной обработки. Расходограммы: 1 – до обработки соляной кислотой, 2 – после нее, 3 – работающие интервалы

Соляно-кислотная обработка коллекторов на ацетоновой основе применяется с целью увеличения нефтеотдачи пласта путем улучшения проницаемости коллектора за счет растворения соляной кислотой карбонатных и железистых минералов, диспергирования ацетоном проникающих в поры коллектора глинистых частиц промывочной жидкости и глинистого цемента и «осушения» ацетоном остаточной воды.

Контроль за процессом соляно-кислотной обработки пласта осуществляется с помощью метода меченых атомов, для чего в раствор добавляют радиоактивный изотоп, например йод-131. Кривые ГК, зарегистрированные до (ГК1) и после (ГК2) закачки активированной кислоты, позволяют установить интервалы ее проникновения по превышению показаний ГК2 над ГК1.

Эффективность соляно-кислотной обработки прискважинной части пласта может быть определена с помощью данных расходометрии. Из рис. 94 видно, что первоначально газ поступал из интервала 3071–3079 м, а после соляно-кислотной обработки появились притоки газа еще из двух интервалов – 3053–3060 и 3089–3091 м.

13.2. Тепловые методы воздействия на пласт

Тепловые методы, при использовании которых тепло вводится в пласт с поверхности (нагнетание горячей воды, водяного пара и др.) или образуется непосредственно в пласте за счет, например, внутрипластового горения, проводятся с целью интенсификации процесса отбора нефти. Контроль за результатами проведенных тепловых методов осуществляется термометрией, радиометрией и расходометрией.

При нагнетании в пласт горячей воды (термозаводнение) увеличение притока флюидов происходит за счет снижения вязкости нефти, уменьшения выпадения из нефти парафинов и смолистых веществ. При этом нефтеотдача повышается на 8–12 %.

Паротепловое воздействие на пласт широко применяется для вытеснения нефти высокой вязкости (свыше 50–100 мПа·с) из неглубоко залегающих пластов (до 700 м) с большой мощностью (свыше 10 м).

13.3. Установление зон гидроразрыва

Гидравлический разрыв пласта заключается в создании в коллекторе серии горизонтальных и вертикальных трещин с помощью закачки вязкой жидкости в пласт под высоким давлением. Жидкость, проникая в пласт, расширяет существующие трещины и формирует новые. Вместе с жидкостью в горную породу нагнетается крупнозернистый песок, который предотвращает смыкание образовавшихся трещин после снятия давления. Контроль гидравлического разрыва пласта производится методами радиометрии, термометрии и расходометрии.

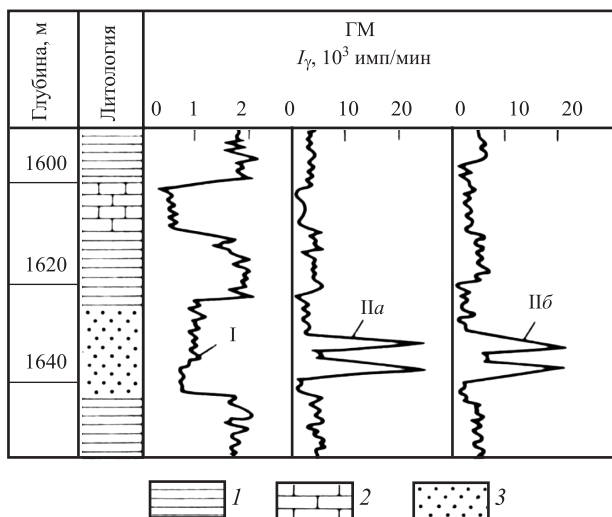


Рис. 95. Пример контроля гидроразрыва пласта методами изотопов: Кривые ГМ: I – до гидроразрыва, IIa, IIб – после гидроразрыва; 1 – глина, 2 – известняк, 3 – песок

Использование метода радиоактивных изотопов заключается в следующем. Участки пласта, подвергшиеся воздействию гидравлического разрыва, и образовавшиеся зоны трещиноватости определяются с помощью песка, активированного радиоактивными изо-

топами. Для этого большую порцию песка (200–250 кг) смешивают с небольшим количеством (2–5 кг) активированного песка. После гидравлического разрыва пласта участки пласта, в которых образовались трещины, можно выделить по повышенным показаниям диаграммы гамма-каротажа, зарегистрированной после разрыва пласта и закачки активированного песка (рис. 95). Показания I_γ на повторной кривой ГМ против интервалов, принявших активированный песок, будут выше относительно первого замера. На рисунке видно наличие трещин на глубинах 1631 и 1635 м.

Контроль результатов гидроразрыва пласта возможно осуществлять также по данным термометрии при условии отличия температуры задавливаемой жидкости от температуры пласта. В этом случае против трещин, в которые проникла жидкость, будут отмечаться в течение некоторого времени температурные аномалии относительно геотермы. Данные расходомерии также позволяют проводить контроль результатов гидроразрыва пласта – повторный замер расходомером в случае образования трещин в коллекторе отметит увеличение притока флюида.

Глава 14

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Задача моделирования нефтяных залежей является ответственной, в особенности на этапе проектирования разработки месторождения. Целью системного анализа процессов нефтеизвлечения является построение и исследование его структурной модели. Процесс же нефтеобразования как функционирование материальной системы геолого-технических комплексов (ГТК) обладает целостностью: все его элементы объединены в одно целое определенными связями и отношениями. Связи – силы, удерживающие элемент в пределах и обеспечивающие существование системы как органичной целостности; отношения – взаимное пространственное положение и соотношение элементов, обладающих разными собственными свойствами [6, 7, 12].

14.1. Структурная модель процесса нефтеизвлечения

Структурная модель процесса нефтеизвлечения должна наглядно отражать связи и отношения между различными элементами системы ГТК. Наиболее крупными элементами ГТК являются его компоненты (информационные системы).

Геологическая – минеральные зерна, слагающие поровую пронизываемую среду; глинистые или иные непроницаемые материалы, ограничивающие пласт-коллектор; нефть, газ, вода, насыщающие поровое пространство пород-коллекторов.

Техническая – искусственные сооружения, необходимые для извлечения нефти.

Экономическая – денежное выражение технического комплекса.

Социальная – прибыль от реализации добытой нефти.

В качестве подсистем – компонент процесса нефтеизвлечения предлагается выделять девять структурных уровней, которым соответствуют конкретные материальные объекты (рассмотрение уровней происходит снизу вверх)(табл. 2).

Таблица 2

Структурные уровни и компоненты системы

Уровни системы	Компоненты системы
Первый уровень	Ультрамикроструктура – минеральное зерно;
Второй уровень	Микроструктура – горная порода, т.е. совокупность минеральных зерен
Третий уровень	Интраструктура – горная порода, обладающая поровым пространством, в отдельных частях которого могут содержаться скопления газа, нефти и воды (слой, пропласток, пласт, эксплуатационный объект)
Четвертый уровень	Флюидоструктура – насыщающие породу нефть, газ и вода
Пятый уровень	Макроструктура – горная порода или пласт, насыщенные пластовыми жидкостями (флюидами)
Шестой уровень	Техническая структура – единичная скважина, пробуренная на залежь, перфорированная, в неработающем состоянии
Седьмой уровень	Статическая техническая структура – система добывающих и нагнетательных скважин, пробуренных на залежь, но не работающих;
Восьмой уровень	Динамическая техническая структура – система действующих добывающих и нагнетательных скважин
Девятый уровень	Экономическая структура

Схематически структурную модель процесса нефтеизвлечения можно представить в виде «иерархической лестницы» уровней системы. Подразумевается, что любой последующий уровень этой лестницы включает в себя свойства всех предшествующих уровней. С помощью такой «иерархической лестницы» можно проследить связи между свойствами различных уровней.

В этом случае **ультрамикроструктура** (см. табл. 2) обладает одним единственным свойством, в качестве которого выступает радиус минерального зерна (шара) r (см).

Микроструктура (2-й уровень) характеризуется следующими свойствами:

- пористость $K_{\text{п}}$ (доли ед.);
- удельная поверхность горной породы S_0 (см²/см³), под которой понимается суммарная поверхность порового пространства в единице объема, отнесенная к объему либо твердого минерального скелета, либо к объему порового пространства;
- коэффициент извилистости поровых каналов ζ (для фиктивного грунта);
- проницаемость $K_{\text{пр}}$ (доли ед.), представляющая собой отношение площади каналов в поперечном сечении образца горной породы ко всей площади этого поперечного сечения, также величина постоянная для данного способа укладки.

Уровень **инфраструктуры** (3-й уровень) отличается от уровня микроструктуры возникновением свойств, характеризующих геометрию и объем пористого тела конечных размеров, а также некоторые его физические свойства:

- глубина залегания продуктивного пласта H (м);
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h_3 (м);
- площадь продуктивного пласта F (м²);
- поровый объем пласта V (м³)

$$V = F \cdot h_3 \cdot K_{\text{п}};$$

- средняя плотность горных пород, лежащих над продуктивным пластом $\gamma_{\text{п}}$ (т/м³);
- вертикальное горное давление $P_{\text{горн}}$ (кгс/см²)

$$P_{\text{горн}} = H \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot 10^{-1}.$$

На уровне **флюидоструктуры** (4-й уровень), будем считать для простоты исследований, что поровое пространство фиктивного грунта насыщено только нефтью с растворенным в ней газом и остаточной (неподвижной) водой, т.е. жидкость однофазная. В задачах разработки нефтяных залежей используются в основном следующие свойства нефти:

- вязкость нефти в пластовых условиях, μ_n (мПа·с или 10^{-3} Па·С);
- газонасыщенность пластовой нефти ($\text{м}^3/\text{т}$);
- объемный коэффициент нефти b (доли ед.);
- коэффициент усадки пластовой нефти ξ (величина, производная от объемного коэффициента):

$$\xi = (b - 1)/b;$$

- давление насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$ ($\text{кгс}/\text{см}^2$ или 10^{-5} МПа);
- плотность нефти в пластовых условиях $\gamma_n^{\text{пл}}$ ($\text{т}/\text{м}^3$);
- плотность нефти в поверхностных условиях $\gamma_n^{\text{пов}}$ ($\text{г}/\text{см}^3$).

Для облегчения исследований среди обилия свойств структурных уровней процесса нефтеизвлечения рекомендуется отыскивать базисные свойства, с которыми все другие свойства функционально или корреляционно связаны.

Другим элементом флюидоструктуры являются пластовые воды. Они, так же как и нефть, характеризуются большим числом свойств. Основные из них, плотность γ_v ($\text{г}/\text{см}^3$) и вязкость пластовой воды μ_v (мПа·с), для пластовых вод Пермской области корреляционно связаны между собой (для пластовой температуры 25°C):

$$\mu_v = 1/(3,71 - 2,57\gamma_v).$$

Уравнение справедливо в пределах плотности пластовой воды $\gamma_v = 1,05 - 1,22 \text{ г}/\text{см}^3$.

На уровне **макроструктуры** (5-й уровень), т. е. горной породы, насыщенной пластовыми жидкостями и находящейся в статическом состоянии, возникает ряд явлений и свойств, обусловленных взаимодействием интра- и флюидоструктуры. Основными являются поверхностные явления, протекающие на границах раздела между пластовыми жидкостями и породой, в том числе адсорбция, т.е. изменение химического строения поверхностных слоев, представляющих собой поверхности раздела соприкасающихся фаз «поро-

да–нефть» и «вода–нефть» за счет самопроизвольного обогащения этих слоев поверхностно-активными веществами нефти (нафтеновыми кислотами, смолами, асфальтенами и др.). Поверхностные слои, кроме того, обладают особыми свойствами, порой резко отличающимися от свойств тех же самых веществ в объемной фазе из-за избытка свободной энергии молекул, взаимодействия молекул на границе соприкосновения трех фаз – твердого тела и двух несмешивающихся жидкостей, что обуславливает явление смачиваемости, заключающееся в частичном или полном растекании жидкой капли по поверхности смачиваемого тела или, что одно и то же, – в стремлении одной из жидкостей распространяться по твердой поверхности (по породе – коллектору) или прилипнуть к ней в присутствии другой несмачивающей жидкости. Все это может приводить к гидрофилизации или гидрофобизации породы, что имеет большое значение при применении физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов.

Поверхностные явления характеризуются такими свойствами, как поверхностное натяжение σ (дин/см) и свободная энергия поверхности, равная 1 см^2 , т. е. работа, затрачиваемая на перемещение в поверхностный слой молекул из объема жидкости, далеко отстоящего от поверхностного слоя для увеличения его площади на 1 см^2 . Это физическая характеристика границы раздела двух соприкасающихся фаз, оказывающая большое влияние на процессы взаимного вытеснения нефти, воды и газа, протекающие в продуктивных пластах.

Смачиваемость продуктивного пласта оценивается количественно лишь в лабораторных условиях. Гидрофильные участки коллектора покрыты полимолекулярными слоями абсорбированной воды, физико-химические свойства которой существенно отличаются от свойств воды в объемной фазе. Гидрофобизация поверхности коллектора за счет адсорбции активных компонентов нефти снижает коэффициент нефтеотдачи. Гидрофильная порода – это порода, поверхность частиц которой смачивается водой избирательно лучше, чем нефтью, у гидрофобной породы поверхность частиц лучше смачивается нефтью, чем водой. Терригенные породы имеют лучшие показатели смачиваемости по сравнению с карбонатными.

Сильное изменение свойств поверхности коллектора имеет место в зоне водонефтяного контакта (ВНК) в результате химико-биологических процессов, приводящих к окислению нефти, которая сильно гидрофобизует поверхность коллектора.

Капиллярное давление P_k – разность давлений, возникающая в капиллярном канале между обеими сторонами кривой контактной поверхности (мениска), разделяющей две жидкости, одна из которых обладает преимущественной смачиваемостью поверхности горной породы по сравнению с другой жидкостью. Градиент капиллярного давления $\text{grad } P_k$ есть отношение капиллярного давления к толщине поверхностного слоя δ .

Свойства σ и θ характеризует смачиваемость коллектора. Параметр натяжения смачиваемости – $\sigma \cdot \cos\theta$, где σ – поверхностное натяжение, а θ – краевой (или контактный) угол смачивания между жидкой и твердой фазой или между твердой фазой и разделом между двумя несмешивающимися жидкостями. При приближении этой величины к нулю закачиваемая в пласт вода способна внедряться в разнопроницаемые пропластки с одинаковой скоростью.

Процесс самопроизвольного вытеснения нефти из пористой среды водой называется пропиткой или капиллярным вытеснением. Этот процесс происходит за счет уменьшения свободной поверхности энергии, так как уменьшается область контактирования двух жидкостей и за счет капиллярного давления, действующего в направлении кривых менисков раздела жидкостей в пористой среде. Скорость капиллярного впитывания зависит и от смачиваемости.

Начальная насыщенность K_n , как доля объема порового пространства, насыщенного водой к началу разработки залежи, имеет важное значение. В физике нефтяного пласта эта величина имеет название «остаточная нефтенасыщенность», т.е. подразумевается водонасыщенность, оставшаяся в поровом пространстве после формирования залежи путем вытеснения воды из пористых сред нефтью и газом. Оставшуюся воду называют остаточной, связанной, а соответствующую ей водонасыщенность – насыщающей. Водонасыщенность тем больше, чем меньше диаметр пор породы. Остаточная вода удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами.

При водонасыщенности пласта, превышающей капиллярно-связанное состояние, вода может находиться и в свободном виде, например, в переходной зоне от нефти к воде; при определенных условиях остаточная вода может двигаться и попадать в продукцию добывающих скважин.

Начальная нефтенасыщенность K_n – это насыщенность порового пространства нефтью к моменту начала разработки залежи. При ее расчетах учитывается начальная пластовая температура t_{ϕ} и начальная нефтенасыщенная толщина пласта h_n .

Высшим производным и целевым (потребительским) свойством в процессе нефтеизвлечения являются балансовые запасы нефти $V_{\text{бал}}(т)$, которые определяются по уравнению

$$V_{\text{бал}} = F \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_n - \gamma_n / b.$$

Из уравнения видно, что балансовые запасы нефти, являясь производным свойством макроструктуры, включают в себя как производные свойства предшествующих уровней – параметры уровней 2, 3 и 4, так и собственные свойства интроструктуры – параметры 5-го уровня.

На уровне технической структуры (шестой уровень), т.е. на уровне единичной скважины, пробуренной на залежь, перфорированной, но условно находящейся в неработающем состоянии возникают собственные свойства, такие как действительный радиус скважины r_c (м), а прочие известные свойства скважины (вскрытая толщина пласта, коэффициенты несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, число отверстий перфорации на 1 погонный метр колонны, глубина и диаметр перфорационных каналов) можно считать несущественными, так как в настоящее время продуктивные пласты вскрываются, как правило, на полную нефтенасыщенную толщину, чем обеспечивается гидродинамическое совершенство скважин по степени вскрытия, а применяемая кумулятивная перфорация обеспечивает гидродинамическое совершенство скважин по характеру вскрытия.

В процессе эксплуатации скважины, т. е. на уровне динамической технической структуры, эти силы изменяются в соответствии с типом коллектора и структуры его порового пространства. Иными словами – энергия, которая аккумулирована в пласте и за счет которой

происходят естественные процессы вытеснения нефти из пласта, зависит от пластовых условий и рассеивается в зависимости от применяемой системы разработки. На уровне технической структуры как раз и возникает возможность рассмотреть естественные пластовые силы, обеспечивающие естественный процесс вытеснения нефти из пласта к забою скважины.

В результате проявления естественных пластовых сил возникают следующие свойства:

- коэффициент объемной упругости (сжимаемости) породы β_c ($1/\text{МПа}$), который численно характеризует относительное (по отношению ко всему выделенному объему пласта) уменьшение объема порового пространства при снижении пластового давления на единицу измерения пластового давления;

- коэффициент объемной упругости (сжимаемости) жидкости $\beta_{\text{ж}}$ ($1/\text{МПа}$);

- начальное пластовое давление в залежи $P_{\text{пл}}$ (МПа).

На уровне статической технической структуры (седьмой уровень), т. е. на уровне системы добывающих и нагнетательных скважин, пробуренных на залежь, но условно неработающих, возникают свойства, носящие главным образом геометрический и статистический характер:

- расстояние между скважинами l (м);

- число добывающих скважин $N_{\text{д}}$ (шт.);

- число нагнетательных скважин $N_{\text{н}}$ (шт.);

- соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m = N_{\text{д}}/N_{\text{н}}$;

- плотность сетки скважин $F = F/N_{\text{д}}$.

Заметим, что плотность сетки скважин является очень привлекательным свойством, поскольку создает видимость зависимости от него многих технологических и экономических показателей разработки.

Динамическая техническая структура (8-й уровень) – это высший структурный уровень технико-технологического компонента процесса нефтеизвлечения. На этом уровне рассматривается разрабатываемая залежь нефти и свойства динамической технической структуры с принципиальной стороны вне зависимости

от масштабов и целей процесса нефтеизвлечения. Другими словами, рассматриваются свойства, возникающие при лабораторных исследованиях образцов пород (кернов), гидродинамических исследованиях скважин и при промышленной разработке залежи нефти:

- давление на контуре питания добывающей скважины P_k (кГс/см²);
- давление на забое добывающей скважины P_c (кГс/см²);
- перепад давлений между контуром питания и забоем добывающей скважины $\Delta p = P_k - P_c$ (кГс/см² или МПа);
- градиент давления $\text{grad } P = (P_k - P_c) / l$
- дебит скважины по нефти q_n (т/сут);
- дебит скважины по жидкости q_j (т/сут);
- обводненность продукции единичной скважины:

$$f_v = [(q_j - q_n) / q_j] \cdot 100 \% \text{ вес.}$$

Такого рода производные свойства, т. е. которые образуются в результате взаимодействия собственных свойств только данного уровня, мы будем называть относительными свойствами структурного уровня:

- отбор (суммарный дебит скважин) жидкости из залежи или ее части (участка, зоны и т. д.) q_j , т/сут (т/год);
- отбор нефти из залежи или ее части Q_n , т/сут. (т/год);
- средняя обводненность продукции группы скважин (залежи, участка и т.д.)

$$W = [(q_j - q_n) / q_{j(8)}] \cdot 100 \% \text{ вес;}$$

– коэффициент абсолютной проницаемости породы $K_{пр}$ (мкм², дарси, м²), который характеризует только физические свойства породы (ее строение); он определяется при наличии в пористой среде одной какой-либо жидкости или газа, инертных по отношению к породе; коэффициент проницаемости является характеристикой фильтрационной способности коллектора; на линейных моделях проницаемость определяется по известной формуле

$$K_{пр} = (q \cdot \mu \cdot L) / (\Delta p \cdot F).$$

Для фиктивного грунта можно получить уравнение проницаемости на уровне макроструктуры.

К свойствам этого уровня относятся также коэффициенты гидропроводности ε , пьезопроводности \mathcal{K} , коэффициент продуктивности скважины (по жидкости) K , удельный коэффициент продуктивности $K_{уд}$, скин-эффект S .

Следует также иметь в виду, что процесс нефтеизвлечения в принципе есть процесс искусственного снижения начальной нефтенасыщенности и увеличения начальной водонасыщенности, который определяется соотношением начального и текущего пластового давления

$$P = P_n / P_t;$$

соотношением давления насыщения и давлений на забоях добывающих скважин

$$P = P_c / P_{нас};$$

скоростью фильтрации V_f (м/с); коэффициентом вытеснения K_v нефти водой (или другим агентом), который показывает в лабораторных условиях максимально возможную величину нефтеотдачи при заданных режимах вытеснения: свойствах модели нефти и вытесняющего агента, структуре порового пространства, степени смачиваемости поверхности коллектора; приемистостью нагнетательной скважины q_3 (м³/сут); давлением на устье нагнетательной скважины P_y (МПа); накопленными (суммарными) отборами (на дату исследования) в тоннах: нефти ΣQ_n , воды ΣQ_v и жидкости $\Sigma Q_{ж}$; соотношением текущего пластового давления и давления насыщения $P_{пл} / P_{нас}$; временем эксплуатации скважины t (сут) и временем разработки залежи t (годы).

Продолжительность эксплуатации обводненных скважин является одним из базисных свойств кратности промывки пласта. Считается, что чем до большей степени обводненности эксплуатируется скважина, тем выше конечная нефтеотдача. Это утверждение базируется на опыте форсированного отбора жидкости. Однако в связи с тем, что добыча попутной воды связана с большими техническими и экономическими сложностями ее утилизации, исследованию целесообразной величины предельной обводненности уделяется постоянное внимание. Результаты этих исследований приводят к практически однозначным выводам, сводящимся к тому, что пре-

дельная обводненность является главным образом экономическим показателем. С технологической же точки зрения остановка добывающих скважин при невысокой обводненности целесообразна лишь в высокопродуктивных пластах, в низкопродуктивных и сильно неоднородных пластах с целью достижения максимальной нефтеотдачи необходимо эксплуатировать добывающие скважины до полной обводненности. При этом необходимо учитывать внешнее Ω и внутреннее фильтрационное сопротивление ω , удельные извлекаемые запасы, т. е. извлекаемые запасы, приходящиеся на одну добывающую скважину Au (т/скв), темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов $T_{нач}$ (%/год) и темп отбора нефти от текущих (остаточных) извлекаемых запасов нефти $T_{ост}$ (%/год).

Темпы отбора в значительной мере являются показателем самих запасов нефти, которые характеризуются следующими параметрами: проектным коэффициентом нефтеотдачи η_{∞} , начальными извлекаемыми запасами нефти $V_{изв}^{нач}$ (т), остаточными извлекаемыми запасами нефти $V_{изв}^{ост}$ (т) и остаточными балансовыми запасами нефти $V_{бал}^{ост}$ (т). Подвижные запасы нефти представляют собой произведение балансовых запасов на коэффициент вытеснения.

Экономическая структура (компонент 9-го уровня) является высшим уровнем процесса нефтеизвлечения как большой системы и представляет собой текущие и конечные результаты этого процесса в денежном выражении:

- себестоимость добычи нефти C (руб/т);
- удельные капиталовложения $K_{уд}$ (руб/т);
- оптовая (отпускная) цена нефти Π (руб/т);
- приведенные затраты Π (руб/т);
- замыкающие затраты $З$ (руб/т);
- рентабельность P (%);
- экономический народохозяйственный эффект процесса нефтеизвлечения $\mathcal{E}_н$ (руб);
- экономическая хозрасчетная эффективность процесса нефтеизвлечения $\mathcal{E}_х$ (руб).

Количественные производные свойства экономического компонента также зависят от суммарной добычи нефти на одну добывающую скважину (удельных извлекаемых запасов).

Из изложенного видно, что накопленный опыт моделирования залежей нефти позволяет сформулировать некоторые проблемы, которые необходимо решить в процессе совершенствования моделей. Главной из этих проблем является проблема адекватности модели оригиналу, т.е. насколько полно модель отражает все или хотя бы основные черты залежи нефти. Практически требование адекватности модели заключается в том, что модель залежи должна быть построена таким образом, чтобы позволять достоверно оценить с количественной точки зрения величину запасов нефти и их распределение по объему залежи с точки зрения возможности эффективной их разработки; обосновать экономическую целесообразность вовлечения всех или части запасов нефти в разработку и, наконец, обеспечить специалистов по проектированию технологии разработки месторождений и поверхностного обустройства такой исходной информацией, которая позволила бы выбрать систему разработки, обеспечивающую максимальную величину нефтеизвлечения при оптимальных затратах на добычу нефти, т. е. рациональную систему разработки.

На основании вышеизложенного системно-структурное моделирование нефтегазовых залежей предлагается реализовать по следующей схеме (см. табл. 2), в которой указывается последовательный и связный учет разноуровневных параметров в соответствии с иерархией геолого-технического комплекса ГТК. Сведения о залежи, поступающие с каждого из уровней организации геологических объектов или ГТК в отдельности, будут давать одностороннюю характеристику залежи, и только совместное их использование может привести к получению обоснованной модели залежи.

Высшим видом модели разрабатываемой конкретной залежи является ее системно-структурная модель. Поэтому целесообразно воспользоваться не общими положениями теории систем, а более четким и практическим изложением системных идей. Для структурной модели характерна представленная в наглядном виде совокупность связей и отношений между элементами системы. Не случайно, например, наибольший интерес вызывает построение наглядной структурной модели процесса нефтеизвлечения.

Схематически такую можно представить в виде «иерархической лестницы» уровней системы, с помощью которой можно проследить связи между свойствами различных уровней.

Количественное обобщение разных сторон исследуемого геологического объекта и построение структурной модели процесса нефтеизвлечения непосредственно способствуют реализации системного подхода, выработке критериев оптимальности и использованию автоматизации процессов сбора, обработки и интерпретации комплексной геолого-геофизической информации. Поэтому главными задачами при построении модели являются сопоставление разномасштабных данных (керна, гидродинамические исследования скважин, ГИС и т.п.) в едином масштабе измерений – масштабе геологических моделей нефтяных залежей.

14.2. Прогнозирование гидродинамических параметров нефтяных залежей по данным ГИС

Геофизические характеристики продуктивных пластов ($A_{\text{пс}}$, $\Delta\mu$, $\Delta\ln\gamma$, Δt и т.п.) через зависимость $\Delta\ln\gamma = f(\text{пористость по керну})$ обычно используются для построения различных геологических моделей залежей углеводородного сырья (карт пористости, профилей, корреляционных схем и пр.) с целью подсчета запасов нефти и газа. В процессе же разработки залежей данные геофизических исследований скважин (ГИС) практически не используются. Между тем данные ГИС, полученные на ранней стадии, т.е. непосредственно после бурения скважин, можно успешно использовать и в процессе эксплуатации скважин при сопоставлении с данными гидродинамических исследований (ГДИ). Это предположение подтверждается на примере нефтяных месторождений Пермской области, в которых наряду с эксплуатационными характеристиками скважин использовались и геофизические параметры [6, 19].

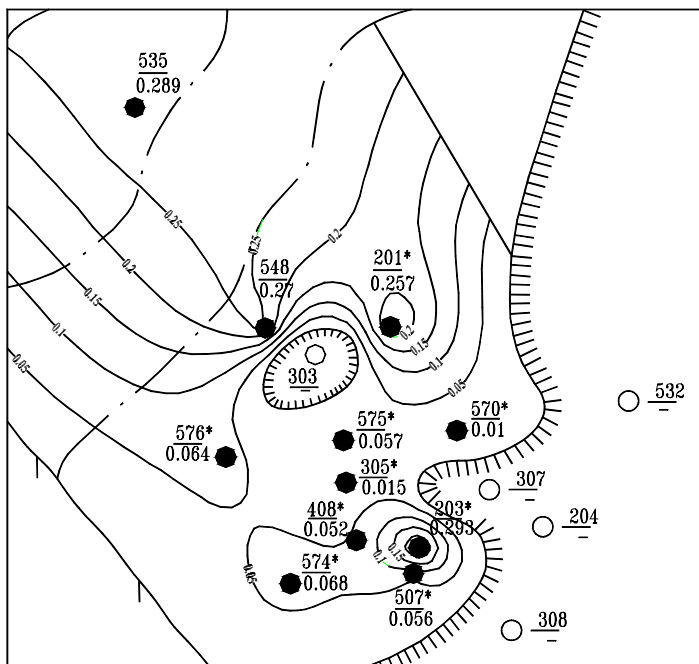
К эксплуатационным характеристикам относят следующие: способы эксплуатации (фонтанный или механизированный); $H_{\text{стат}}$ и $H_{\text{дин}}$ – расстояние от устья до соответственно статического или динамического уровня жидкости в скважине, м; $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{буф}}$, $P_{\text{затр}}$ – соответственно пластовое давление, давление на забоях добывающих



скважин, давление на устье (буфере) скважины и давление на устье скважины в затрубном пространстве, МПа; Q_n и $Q_{ж}$ – дебит скважины соответственно по нефти или по жидкости, т/сут.

Из перечисленных характеристик составляются и исследуются производные (комплексные) параметры: понижение статического уровня в скважине $\Delta H_{ур} = H_{стат} - H_{дин}$; перепад давлений в продуктивном пласте $\Delta P_{пл} = P_{пл} - P_{заб}$; дебит скважины по воде $Q_v = Q_{ж} - Q_n$; коэффициент продуктивности скважины по нефти $K_{прод,н} = Q_n / \Delta P_{пл}$ (т/сут·МПа); коэффициент продуктивности скважины по жидкости $K_{прод,ж} = Q_{ж} / \Delta P_{пл}$ (т/сут·МПа); обводненность продукции скважины $f_v = Q_v / Q_{ж} \cdot 100$ (%; массовая); добыча нефти, накопленная с начала эксплуатации добыча нефти Q_n (т); коэффициент проницаемости соответственно призабойной зоны и всего пласта скважины, определенный гидродинамическими методами исследования скважин в начальный период ее работы $K_{пр1}$ и на дату настоящего исследования $K_{пр2}$, (мкм²); коэффициент продуктивности соответственно начальный $K_{прод1}$ и текущий $K_{прод2}$ (т/сут·МПа); коэффициент изменения проницаемости $K_{пр\ изм} = K_{пр2} / K_{пр1}$ и коэффициент изменения продуктивности $K_{прод\ изм} = K_{прод2} / K_{прод1}$.

По промыслово-геофизическим материалам месторождений Пермского Прикамья были проведены попарные сопоставления параметров ГИС и ГДИ. Такой подход, основанный на результатах комплексной интерпретации гидродинамических и геофизических материалов, является весьма перспективным для получения информации о гидродинамических характеристиках нефтесодержащих пластов в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, с помощью рассчитанных зависимостей вида гидродинамического параметра $= f$ (геофизический параметр). Использование таких зависимостей, например результатов потокометрии в комплексе с ГИС, позволяет более уверенно оценить динамику работы каждого из выявленных в разрезе скважины пластов-коллекторов и охарактеризовать потенциальные добывные возможности скважин. Более того, реализация возможности получения с помощью данных ГИС информации о начальных гидродинамических параметрах (продуктивность, гидропроводность, проницаемость и др.) в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, позволяет выйти на более оптимальные схемы разработки нефтяных месторождений.

206



• $\frac{548}{0,27} - \frac{\text{номер скважины}}{\text{проницаемость пласта, мкм}^2}$; 0,1 – изолинии проницаемости, мкм²;  – внешний контур нефтеносности; ППТТТТ – плотная зона;  – тектонический разлом; знаком «*» отмечены скважины, где гидродинамическая проницаемость определена по ГИС

При комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ получена серия зависимостей $K_{пр} = f(\Delta J\gamma)$, оценивающих коэффициенты проницаемости через величины двойного разностного параметра $\Delta J\gamma$. Так для терригенных отложений нижнего карбона Трифоновского месторождения такая зависимость характеризуется высоким коэффициентом корреляции и имеет следующий вид:

$$K_{пр} = 0,0002 \cdot \Delta J\gamma^{-2.5943}.$$

Эти дополнительные сведения можно использовать для оценки фильтрационных свойств пластов-коллекторов и построения прогнозных схем распределения проницаемости по площади (рис. 96).

Итак, комплексная интерпретация материалов ГИС и промысловых исследований позволяет получить существенную дополнительную информацию о продуктивных пластах и добывающих скважинах в процессе проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений, а также при построении модели нефтяной залежи более адекватной оригиналу».

В свою очередь, знание геологического строения исследуемого района и наличие карты гидропроводности и проницаемости по залежи на начальный момент эксплуатации с учетом режима изменения работы скважин во время эксплуатации (влияние пуска и остановок скважин на распределение пластового и забойных давлений, изменение дебита, обводненности) позволяет получить достоверные представления о связях как внутри отдельного пласта, так и внутри залежи.

Таким образом, прогнозирование гидродинамических параметров объектов испытания по данным ГИС представляет собой перспективное направление, так как комплексная интерпретация материалов ГИС и ГДИ позволяет не только оценить фильтрационные свойства каждого проницаемого пропластка, но и среди всех выделенных по данным ГИС продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Использование же важной дополнительной информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет также строить более информативные карты попластовой и поскважинной проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

ЧАСТЬ IV

ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

Глава 15

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС

Поиски, разведка и разработка нефтегазовых месторождений осуществляется по данным огромного материала, полученного в результате бурения скважин. Этот материал служит основой для выявления нефтегазоносных горизонтов и позволяет получить информацию о геологическом строении недр. Основные сведения об отложениях горных пород, вскрытых скважиной, являются результатом промыслово-геофизических исследований, проводимых в каждой скважине. Совместная обработка данных каротажа и материалов, полученных при литологическом и палеонтологическом изучении образцов горных пород, является основой для характеристики каждого из пластов в разрезе изучаемой скважины, его физических свойств, мощности, границ с соседними слоями и т.п. Выделенные по данным геофизических исследований скважин (ГИС) разновидности горных пород увязываются с классификацией тех же пород, которая была установлена ранее на основании изучения физических свойств пород (плотности, твердости, цвета, размеров зерен и т.д.), а также их химического состава. Для этого производят увязку геофизических характеристик, полученных в результате интерпретации диаграмм ГИС, с петрографическими характеристиками, выявленными путем изучения образцов пород, полученных при бурении скважин с определенных глубин в виде керна или шлама или проб, отобранных грунтоносами. В дальнейшем, по накоплении достаточного опыта, петрографическую классификацию горных пород можно осуществлять по данным только одних материалов ГИС.

Данные геофизических исследований в скважинах являются важнейшим материалом для составления геологического разреза скважин и для сопоставления между собой (корреляции) разрезов нескольких скважин.

В нефтегазовой отрасли тем или иным комплексом ГИС исследуются все скважины: разведочные, поисковые, эксплуатационные и др. Материалы ГИС также широко используются для геологического картирования и полевой сейсморазведки. Во многих случаях разрезы скважин, построенные по данным ГИС, являются единственным источником информации о последовательности напластований и о составе и свойствах слагающих их пород. Детальное изучение разрезов скважин предоставляет возможность судить о фациальной изменчивости, изменении мощности каждого отдельного пласта или пачки пластов, условиях залегания пластов и т.д.

Широкое использование результатов интерпретации данных промысловой геофизики дало возможность значительно сократить отбор образцов пород при бурении, позволило получать необходимую информацию в бескерновых скважинах, значительно увеличить скорость проходки скважин и тем самым снизить стоимость бурения. Материалы ГИС можно также с успехом использовать и для стратиграфической идентификации отложений. Однако необходимо отметить, что интерпретация материалов ГИС, проводимая с целью стратиграфического расчленения вскрытых скважиной слоев горных пород, не может быть выполнена без тщательной увязки данных ГИС с материалами палеонтологических, палинологических и палеофитологических исследований, выполненных при изучении каменного материала.

Геологическое истолкование результатов обработки данных ГИС служит для решения двух основных задач:

- детального изучения тех интервалов разрезов скважин, которые содержат полезные ископаемые (нефть и газ);
- изучения общего геологического строения нефтяных и газовых месторождений.

При решении первой задачи в нефтегазоносных районах изучают не только нефтегазоносные пласты и горизонты, но и все

породы, обладающие повышенными коллекторскими свойствами. Для этого определяют мощность пластов, их емкостно-фильтрационные характеристики, степень и характер насыщения их нефтью, газом и водой, ВНК и ГЖК.

При решении второй задачи по данным ГИС стратифицируются отложения, вскрытые скважиной, сопоставляются между собой разрезы скважин, изучается фациальная изменчивость отложений и история осадконакопления, изучается строение и условия залегания толщ осадочных пород.

По результатам интерпретации материалов ГИС строятся разнообразие карты и профили, характеризующие геологическое строение того или иного изучаемого месторождения.

Основными методами ГИС для изучения разрезов скважин являются данные электрокаротажа, радиоактивного каротажа и кавернометрии. Эти данные являются базой, к которой привязываются результаты литологических, палеонтологических и других исследований, полученных в результате изучения кернового материала и шлама бурового раствора. Сбору палеонтологических данных следует уделить особое внимание, так как именно по ним устанавливается возраст исследуемых отложений. При изучении стратиграфии для выделения крупных стратиграфических подразделений используются диаграммы ГИС в масштабе 1:500, а при изучении нефтегазоносных толщ – кривые ГИС в масштабе 1:200.

Для сопоставления с данными ГИС результатов литологических исследований последние используются не в виде обобщенных сведений по крупным подразделениям разреза, а в первичной форме – в виде сведений по каждому отдельному интервалу отбора керна (долбления). На диаграмму ГИС наносят все интервалы глубины скважины, по которым был произведен отбор керна с указанием его выхода в процентах и краткой литологической характеристикой. На диаграмме также помещаются указания литологов и палеонтологов о возрасте слоев.

Следует отметить, что в процессе каротажа глубины измеряют более тщательно, чем при бурении, и поэтому при определении глубин надо ориентироваться на диаграммы ГИС [1, 9, 24].

15.1. Распознавание литологического состава пластов горных пород по данным ГИС

Важнейшим документом геологической службы, характеризующим скважину, является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологическом составе и стратиграфической принадлежности пород, которыми пласты сложены, о наличии пластов-коллекторов и характере их насыщения.

Для изучения литологического состава пород используются большинство существующих методов ГИС в различных сочетаниях. Оптимальный комплекс ГИС выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза. Это связано с тем, что каждый из методов ГИС обладает разной эффективностью при «узнавании» той или иной литологической разновидности пород (табл. 1). Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств, таких как цвет, твердость, плотность и т.п. Исследования разрезов скважин по материалам ГИС также базируется на различии физических свойств пород, которые, однако, нельзя отождествлять с физическими параметрами пород. Это – своеобразные «геофизические» параметры: удельное электрическое сопротивление (КС), естественная радиоактивность (ГК) и т.п. Необходимо подчеркнуть, что при геологической интерпретации основное значение имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения. Рассмотрим методику литологического расчленения на примере наиболее типичных разрезов (терригенного, карбонатного и галогенного) для скважин, пробуренных на глинистом растворе [4, 9, 13, 19].

Терригенный разрез. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности.

В терригенном разрезе неколлекторы делятся на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно можно определить только группу глинистых пород (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Все эти породы характеризуются увеличением диаметра скважины по сравнению с номинальным (КВ),

низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, наиболее высокими значениями Δt (АК). Среди прочих вмещающих пород можно выделить по крайней мере два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью.

К первому классу относятся песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами; они отмечаются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и микрозондов, низкими значениями Δt на диаграммах АК, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к показаниям в худших коллекторах. Второй класс включает глины, содержащие песчаный, алевролитовый или карбонатный материал, для которых характерны показания методов ГИС, типичных для глин. Некоторое их отличие заключается в небольшом увеличении удельного сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин и в незначительном понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК (рис. 97 и 98).

В терригенном разрезе возможно также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом и плотными известняками. Эти породы отмечаются обычно низкими показаниями на кривых ПС и ГК – такими же, как чистые коллекторы; но наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения Δt на кривых АК.

Карбонатный разрез. При расчленении карбонатного разреза по данным ГИС сначала выделяют межзерновые коллекторы, а в остальной части разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов. Глины хорошо выделяются по диаграммам ГИС, так же как и в терригенном разрезе. Мергели отмечаются повышенными значениями КС, более высокими, чем глины, но меньшими, чем известняки и доломиты.

На диаграммах НГК мергелям отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме – обычно показания номинального диаметра скважины.

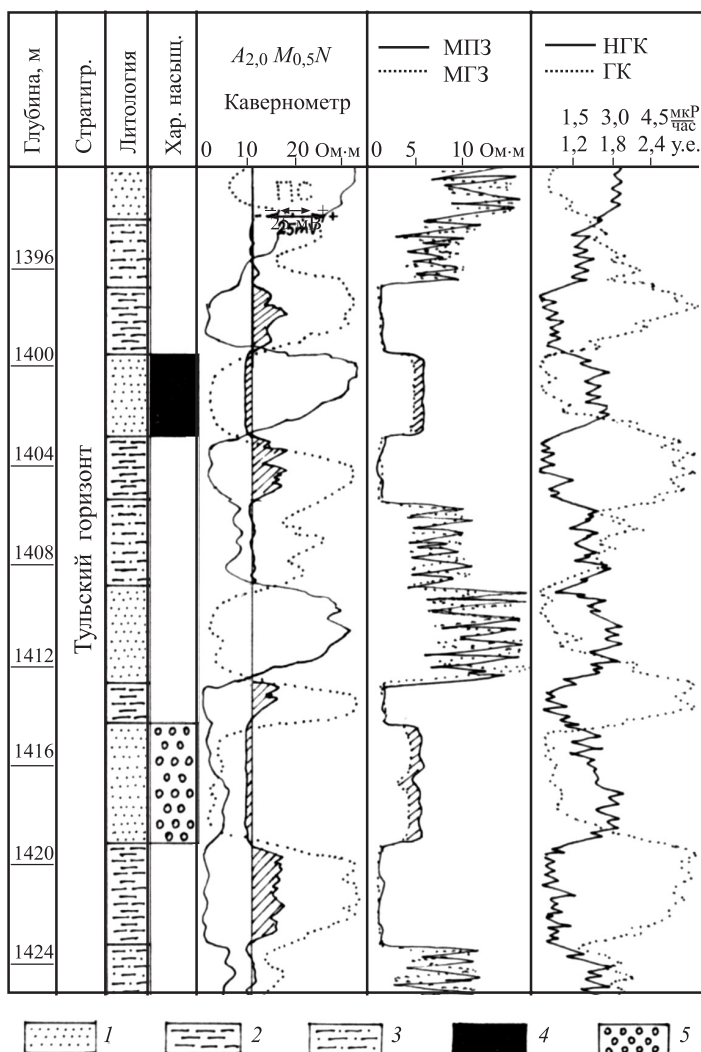


Рис. 97. Литологическое расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по данным ГИС: 1 – песчаник, 2 – алевролит, 3 – аргиллит, 4 – нефтенасыщенный коллектор, 5 – водонасыщенный коллектор. Заштрихованные участки: на кавернограмме – признаки коллектора (уменьшение диаметра скважины) и глинистых пород (увеличение диаметра скважины); на кривой микроаротажа – признаки коллектора

Низкопористые известняки и доломиты расчленяются на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам и на классы известняков, доломитов и промежуточных литологических разностей по минеральному составу скелета. Первая задача может быть решена по диаграммам стандартного комплекса и специальных исследований ГИС, вторая – по данным комплексной интерпретации диаграмм ННКт, ГГК и АК. Максимальные значения сопротивления свойственны плотным карбонатным породам; пористым и проницаемым разностям – более низкие значения сопротивления. Естественная радиоактивность в чистых известняках и доломитах минимальна и возрастает с повышением глинистости этих пород. Эта зависимость настолько очевидна, что по данным ГГК можно оценивать степень глинистости карбонатных пород (рис. 98).

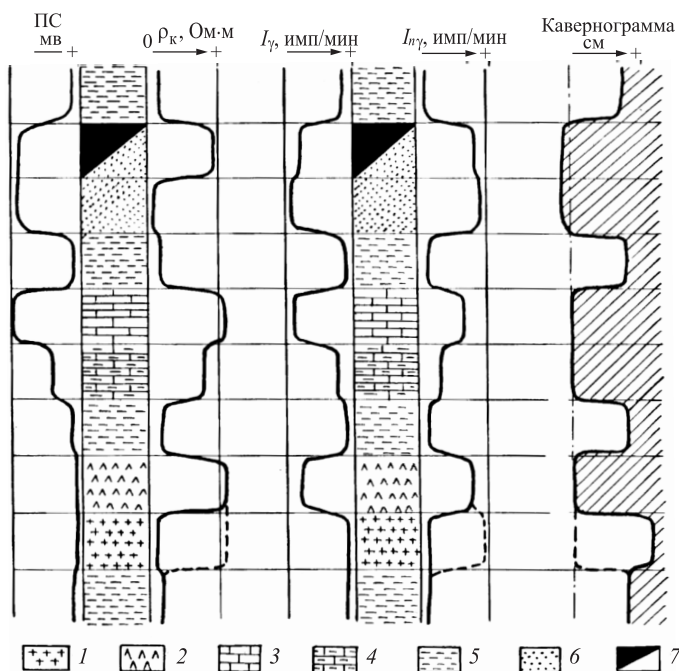
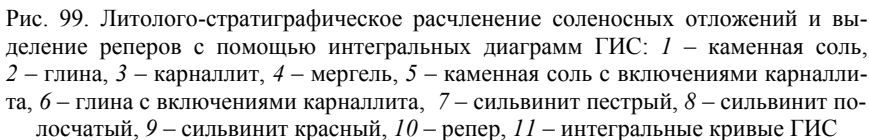


Рис. 98. Характеристика различных горных пород по конфигурации кривых ГИС: 1 – соль; 2 – ангидрит; 3 – известняк или доломит плотный; 4 – известняк или доломит глинистые; 5 – глинистая порода; 6 – песчаник; 7 – нефтенасыщенный коллектор



215

глинистые породы четко отображаются. В плотных карбонатах диаметр скважины соответствует номинальному, в глинистых разностях и (очень редко) в кавернозных породах отмечается увеличение $d_{\text{скв}}$, против пористых пород наблюдается образование глинистой корки. Следует отметить, что проследить те небольшие изменения диаметра скважины удастся только по кавернограмме повышенной точности. Известняки и доломиты по данным ГИС часто нельзя отличить от песчаников, а также от гипса.

Галогенный разрез. Разрез, представленный гидрохимическими отложениями, расчленяют в основном по данным ядерных методов – ННК, ГК и ГГК с использованием результатов АК и кавернометрии (рис. 98, 99).

В этом разрезе по данным ГИС устанавливается наличие следующих литологических разностей: гипса – по низким показаниям ННК, соответствующему высокому водородосодержанию, при низкой пористости (менее 1%) – по данным ГГК и АК; ангидрита – по высоким показаниям ННК, при низкой пористости – по данным ГГК и АК; каменной соли – по высоким показаниям ННК при увеличении диаметра скважины на кавернограмме и низкой естественной радиоактивности (ГК); калийных солей – по высоким показаниям ННК и ГК и увеличению диаметра скважины на кавернограмме. Прослой глины и аргиллита в гидрохимических отложениях устанавливают по тем же признакам, что и в карбонатном и терригенном разрезах.

В этом разрезе по данным ГИС устанавливается наличие следующих литологических разностей: гипса – по низким показаниям ННК, соответствующему высокому водородосодержанию, при низкой пористости (менее 1%) – по данным ГГК и АК; ангидрита – по высоким показаниям ННК, при низкой пористости – по данным ГГК и АК; каменной соли – по высоким показаниям ННК при увеличении диаметра скважины на кавернограмме и низкой естественной радиоактивности (ГК); калийных солей – по высоким показаниям ННК и ГК и увеличению диаметра скважины на кавернограмме. Прослой глины и аргиллита в гидрохимических отложениях устанавливают по тем же признакам, что и в карбонатном и терригенном разрезах.

15.2. Составление геолого-геофизического разреза одной скважины и межскважинная корреляция

Основные задачи, решаемые при составлении **геолого-геофизического разреза каждой скважины**, состоят в расчленении пройденных при бурении пород на отдельные слои (пласты), в определении их литологического состава и стратиграфической принадлежности. При этом отдельным слоем (или пластом) считают ту часть разреза скважины, которая сложена однородными породами и поэтому на диаграммах ГИС характеризуется более или менее постоянными величинами геофизических параметров. Границы между соседними пластами определяют по комплексу ГИС и проводят в местах резкого изменения физических свойств. Разрешающая способность почти всех методов ГИС такова, что по их данным можно уверенно выделить пласты, мощность которых не превышает 1 м, а применив особые методы ГИС, можно обособить пласты толщиной всего лишь 10–15 см.

Выяснение литологического состава выделенных пластов базируется на материалах обработки керновых данных и шлама бурового раствора.

Стратиграфическое расчленение основывается на палеонтологических данных. Границы стратиграфических подразделений следует увязывать с местами наиболее резкого изменения литологического состава, так как фактически в основе стратиграфического расчленения лежит литологический признак.

При **межскважинной корреляции разрезов скважин** по данным ГИС предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на диаграммах ГИС и характеризуется очень похожими по конфигурации каротажных кривых участками разреза. Сходство конфигурации сопоставляемых участков диаграмм ГИС является наиболее важным и убедительным признаком тождества пласта, прослеживаемого в разрезах ряда скважин. Особенно сильное сходство наблюдается в мощных опорных пластах, резко отличающихся от соседних пород по физическим параметрам и распространенным по всей изучаемой площади.

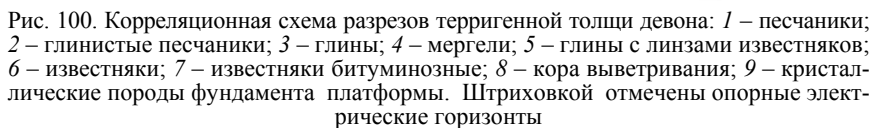
Таковыми реперами могут быть, например, карбонатная толща плотных доломитов и доломитизированных известняков сакмарского

яруса, глинистые пачки веря, непроницаемые известняки саргаевского и кыновского горизонтов.

Корреляцию разрезов соседних скважин лучше всего начинать с отождествления во всех обследуемых разрезах одного или нескольких опорных горизонтов, отчетливо прослеживающихся по диаграммам ГИС.

После того как разрезы скважин в первом приближении сопоставлены, приступают к детальной их корреляции. Задачей сравнения является выделение тех же слоев, пачек и горизонтов, которые были установлены ранее в первой скважине. Пласты, слои и пачки прослеживаются по сходству конфигураций диаграмм ГИС (см. рис. 99). Для выявления основных закономерностей разреза и ликвидации локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять интегральные диаграммы ГИС. Для этого разрез исследуемой скважины разбивают на неравные интервалы, каждый из которых представляет участок кривой ГИС, объединяющих точки на каротажной диаграмме с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра. Такой подход позволяет решить задачу стратификации разрезов скважин с помощью выделенных на интегральных диаграммах маркирующих (реперных) пластов различного класса, по которым также можно определить глубины сейсмических отражающих горизонтов, интервалы водоносных и водоупорных толщ и т.д. Детальное расчленение разрезов скважин дает возможность единообразно стратифицировать вскрытые отложения, проследить выделенные подразделения разреза во всех скважинах, наблюдая при этом за изменениями их мощности и литофациальной изменчивостью. Следует отметить, что иногда корреляцию некоторых частей скважин удается осуществить даже по диаграммам одного геофизического параметра.

Сведения по корреляции можно представить на чертеже, который называют корреляционной схемой (рис. 100). Для более удобного сопоставления разрезов один из пластов в верхней части сравниваемого комплекса отложений принимается за горизонтальную плоскость, которая на чертеже изображается горизонтальной линией (линией сопоставления).



Разрезы всех скважин выравниваются по этому пласту, в связи с чем все изменения мощности нижележащей толщи пород становятся легко заметными. Границы разновозрастных слоев, прослеженные в разных скважинах, соединяются прямыми линиями. Для более удобного чтения корреляционной схемы на одной из колонок какой-либо скважины обычно изображают литологический состав разреза. Весьма важным моментом при составлении корреляционной схемы является выбор опорного пласта (горизонта), по которому проводится сопоставление всех разрезов скважин, участвующих в корреляции.

Если в корреляционной схеме отражены данные не только о литологическом составе пород и их возрасте, но и приведены диаграммы ГИС, то такой чертеж называется нормальным геолого-геофизическим разрезом (рис. 101).

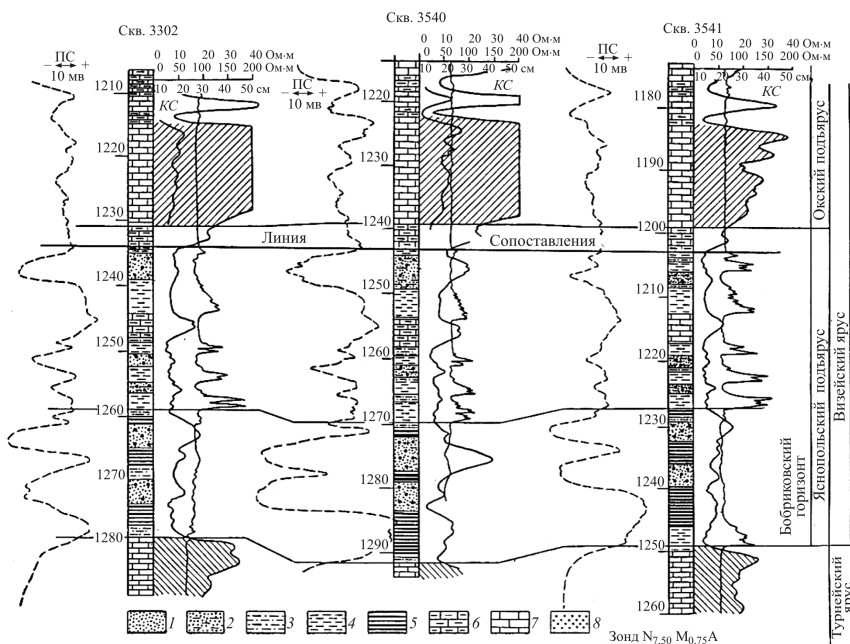


Рис. 101. Сопоставление геолого-геофизических разрезов терригенной толщи: 1 – песчаники; 2 – песчаники глинистые; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты; 5 – аргиллиты с прослоями угля; 6 – известняки глинистые; 7 – известняки; 8 – нефтеносность

Сопоставление между собой разрезов разновозрастных отложений по материалам ГИС нескольких разведочных площадей называется межрайонной корреляцией и позволяет оценить их перспективы по содержанию и объему углеводородного сырья и другие параметры.

15.3. Оперативная и сводная интерпретация данных ГИС

Оперативная интерпретация. Под оперативной интерпретацией данных ГИС понимают подготовку и выдачу геологической службе буровых предприятий заключений о наличии в разрезах скважин нефтегазонасыщенных пластов с указанием их основных параметров (мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) и рекомендаций об испытаниях. Она производится на всех этапах разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, включая бурение первых скважин, когда отсутствуют достоверные сведения об изучаемых геологических разрезах и не установлены конкретные зависимости между геофизическими величинами и коллекторскими свойствами. Поэтому в отличие от результатов сводной интерпретации определяемые характеристики коллекторов носят качественный или полуквантитативный характер: например, указываются общие, а не эффективные мощности коллекторов, дается прогнозная оценка характера их насыщения, а не коэффициенты нефтегазонасыщенности [8, 9].

Схема оперативной интерпретации включает следующие этапы:

- контроль качества каротажных материалов;
- расчленение разрезов, определение границ пластов и соответствующих им значений геофизических величин ($A_{\text{пс}}$, ρ_k , Δt , ΔI , γ , $\Delta I\gamma$, и др.), исправленных под влиянием условий измерений. На этом этапе производят также определение удельных сопротивлений $\rho_{\text{пв}}$, $\rho_{\text{пп}}$, $\rho_{\text{зп}}$, $\rho_{\text{п}}$;
- выделение коллекторов и определение их мощности;
- прогнозная оценка характера насыщения (нефть, газ, вода) продуктивных пластов.

Перечисленные задачи проще решаются в терригенном разрезе. По сходству геофизических характеристик к ним примыкают гранулярные карбонатные коллекторы. Для выделения и оценки коллекто-

ров, сложенных несколькими минералами или обладающих сложной структурой порового пространства, используют специальные методики проведения исследований. Оперативная интерпретация данных ГИС начинается с расчленения исследуемых разрезов на отдельные пласты, отличающиеся по геофизическим величинам, и с определением их границ. После этого против интерпретируемых пластов производят отсчеты измеренных кажущихся значений геофизических величин и исправляют в соответствии с условиями измерений. В дальнейшем, на этапах геологической интерпретации, по совокупности данных о физических свойствах пород определяют их геологические характеристики: литологический состав, эффективные мощности, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности.

Операция по расчленению разрезов производится на качественном уровне: в отдельные пласты выделяют интервалы, против которых происходят существенные изменения нескольких геофизических величин по сравнению с вмещающими породами. Учитывая различные причины изменений этих величин (смену литологического состава, пористости, проницаемости, характера насыщения пород), расчленение разрезов производят, используя весь комплекс геофизических данных. При небольших изменениях одной или нескольких геофизических величин в пределах одного пласта его разбивают на пропластки.

Границы пластов и пропластков определяют по характерным точкам на кривых каждого вида каротажа. Для пластов большой мощности, когда она превышает длины измерительных зондов, границам отдельных пластов соответствуют:

- резкие переходы от больших показаний к малым и наоборот – на кривых МЗ и МБК;
- точки, показания в которых равны среднему значению показаний против середины пластов и вмещающих пород, на кривых ПС, ИК, Δt ;
- точки, соответствующие началу крутого подъема при переходе (при движении снизу вверх) к пласту с высокими показаниями и началу крутого спада при переходе к пласту с низкими показаниями, на кривых радиоактивных видов каротажа – ГК, НГК, ГГК и др. Для пластов малой мощности положение границ уверенно определяется только по кривым МЗ и МБК.

Определение удельных сопротивлений осуществляется с помощью электрометодов (БКЗ, БК, ИК, МБК, комплексу БК и ИК, ПС).

Определение истинных значений A_{nc} , ΔI_γ , ΔI_{ny} , Δt производят путем отсчета измеренных значений этих величин против интерпретируемых пластов и дальнейшего исправления их в зависимости от диаметра скважины, толщины глинистой корки, свойств пластовой жидкости, вмещающих пород, инерционности измерительных схем.

Далее производят литологическое расчленение разрезов скважин и выделение коллекторов по вышеизложенным правилам.

Значения пористости определяются по данным различных видов каротажа (электрокаротаж, АК, НК, ГГК), а глинистость определяют в основном по кривым ПС и ГК.

Выделенные в разрезе коллекторы разделяют на продуктивные (нефтеносные, нефтегазоносные, газоносные) и непродуктивные (водоносные), т.е. определяют характер насыщения пластов. По данным ГИС получают только прогнозную оценку характера насыщения коллекторов, на основании которой рекомендуют пласты к испытаниям. Достоверную оценку характера насыщения получают при испытании пластов. При оперативной интерпретации также определяется переходная зона и положения газожидкостных контактов (ГВК, ГНК и ВНК).

Оперативная интерпретация данных ГИС в разрезах со сложнопостроенными коллекторами отличается от описанной выше только в части обработки данных исследований, связанной с их геологической интерпретацией.

Сводная интерпретация и подсчет запасов нефти и газа. Сводная интерпретация проводится для отдельных продуктивных пластов на заключительном этапе разведки нефтегазового месторождения. Она включает в себя обобщение всех геологических, геофизических материалов и результатов испытаний, полученных для продуктивных пластов.

Цель сводной интерпретации заключается в определении исчерпывающих данных для подсчета запасов нефти и газа месторождения и составления проекта его разработки. Для определения запасов нефти в пласте необходимо знать следующие параметры:

- площадь S_n нефтенасыщенной части коллектора;

- эффективную мощность $h_{\text{эф}}$ нефтенасыщенного коллектора в каждой скважине и ее среднее значение $h_{\text{эф.ср}}$;
- пористость $K_{\text{п}}$ и ее среднее значение $K_{\text{п.ср}}$ в пределах эффективной мощности;
- нефтенасыщенность $K_{\text{н}}$ и ее среднее значение $K_{\text{н.ср}}$;
- плотность нефти $\sigma_{\text{н}}$ при стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 273К);
- объемный коэффициент $B_{\text{н}}$, равный отношению объемов нефти в пластовых и стандартных условиях;
- вероятное значение коэффициента $\beta_{\text{н}}$ вытеснения нефти из коллектора и его среднее значение $\beta_{\text{н.ср}}$. Коэффициент вытеснения зависит от многих факторов (нефтеотдачи коллектора, определяемой разностью коэффициентов $K_{\text{н}} - K_{\text{но}}$ начальной и остаточной нефтенасыщенности, охвата пласта эксплуатационными скважинами, темпов отбора), поэтому в расчете используется вероятное значение, исходя из опыта эксплуатации аналогичных коллекторов.

По перечисленным параметрам определяют геологические запасы нефти

$$Q_{\text{геол}} = (\sigma_{\text{н}}/B_{\text{н}}) \cdot (S_{\text{н}} \cdot h_{\text{эф.ср}} \cdot K_{\text{п.ср}} \cdot K_{\text{н.ср}})$$

и извлекаемые запасы

$$Q_{\text{извл.}} = (\sigma_{\text{н}}/B_{\text{н}}) \cdot (S_{\text{н}} \cdot h_{\text{эф.ср}} \cdot K_{\text{п.ср}} \cdot K_{\text{н.ср}} \cdot \beta_{\text{н}}) .$$

Геологические запасы газа подсчитываются по формуле

$$V_{\text{геол}} = S_{\text{г}} \cdot h_{\text{эф.ср}} \cdot K_{\text{п.ср}} \cdot K_{\text{г.ср}} \cdot \alpha_t (PZ_{\text{г}} - P_{\text{к}} \cdot Z_{\text{г.к}}),$$

где $S_{\text{г}}$ – площадь газоносной части коллектора; $h_{\text{эф.ср}}$, $K_{\text{п.ср}}$, $K_{\text{г.ср}}$ – средние значения эффективной мощности, пористости и газонасыщенности коллектора в пределах газоносной части; $\alpha_t = 293/T$ – поправка за приведение объема газа от пластовой температуры T (в К) к температуре 293К; P и $P_{\text{к}}$ – пластовые давления в начальный и конечный периоды разработки; $Z_{\text{г}}$ и $Z_{\text{г.к}}$ – коэффициенты сжимаемости газов в начальный и конечный периоды разработки.

Извлекаемые запасы газа определяют путем умножения геологических запасов на коэффициент $\beta_{\text{г}}$ газоотдачи, который изменяется от 0,8 до 0,99 в зависимости от литологического состава и структуры пор коллектора и пластового давления. Коэффициент газоот-

дачи максимален в высокопористых и высокопроницаемых пластах; он увеличивается также с ростом пластового давления.

Большинство параметров, необходимых для подсчета запасов, определяют непосредственно по геофизическим материалам ($h_{эф}$, K_p , K_n , K_r) или по комплексу данных ГИС и результатам испытаний (положению контактов между флюидами, построению структурных карт для определения S_n и S_c). Остальные параметры (σ_n , B_n , P , P_k , Z_r , $Z_{г.к}$) находят с помощью испытаний скважин и лабораторных исследований отобранных проб нефти и газа.

Определение $h_{эф}$, K_p , $K_{нг}$ и положений ГЖК производят с помощью тех же методик, которые использовались ранее при оперативной интерпретации. Различие состоит только в степени обоснованности находимых параметров. В отличие от оперативной интерпретации, где допускается использование приближенных зависимостей между параметрами коллекторов и их геофизическими характеристиками, на этапе сводной интерпретации определение каждого параметра должно быть подтверждено анализами образцов керна, испытаниями пластов и специальными исследованиями, выполненными применительно к данному коллектору.

Глава 16

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС

На основе комплексной интерпретации данных ГИС решаются следующие задачи на стадиях поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений: открытие и оконтуривание месторождения, изучение его геологического строения, выделение и исследование коллекторов в продуктивных отложениях, определение основных параметров коллекторов, необходимых для подсчета запасов и составления проекта разработки, контроль за разработкой нефтегазовых месторождений [1, 3, 12, 21].

Комплексной интерпретации предшествует качественная обработка и количественная интерпретация с определением геофизических параметров по диаграммам отдельных геофизических методов.

Различают следующие этапы комплексной интерпретации данных ГИС по одной отдельно взятой скважине:

- 1) литологическое расчленение разреза скважины с составлением предварительной литологической колонки;

2) выделение коллекторов, оценка характера их насыщения с составлением рекомендаций на опробование перспективных пластов;

3) определение эффективной мощности продуктивных коллекторов, установление водонефтяного и газожидкостного контактов;

4) определение коэффициентов пористости / нефтегазонасыщения.

При решении этих задач используют общие геологические сведения о районе работ, информацию, полученную в процессе бурения, результаты опробования перспективных пластов испытателями на трубах и кабеле, данные образцов пород, отобранных при бурении и боковым стреляющим грунтоносом.

При подсчете запасов и составлении проекта разработки проводят корреляцию разрезов скважин по геофизическим материалам; построение на основании корреляции карт: структурных, равной мощности, удельного нефтегазосодержания по объектам подсчета запасов; построение детальных карт изменения коллекторских свойств для объектов разработки.

16.1. Выделение нефтегазоносных коллекторов и определение их эффективной мощности и характера насыщения

Выделение коллекторов и определение их параметров осуществляется после литологического расчленения разреза скважины.

Породы-коллекторы способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Они являются основными объектами поисков и изучения методами ГИС в скважинах поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Коллекторы характеризуются составом минерального скелета породы (литологическим составом), емкостными (пористость) и фильтрационными (проницаемость) свойствами, морфологией порового пространства. В природных условиях в качестве коллекторов чаще всего служат песчаные, алевроитовые и карбонатные отложения.

Выделение продуктивного коллектора состоит из двух операций: непосредственного выделения коллектора с установлением его границ и оценки характера его насыщения. Выделению коллекторов по диаграммам ГИС способствует ряд объективных признаков,

к основным из которых относятся проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и наличие характерных показаний на различных геофизических кривых. В общем случае выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геолого-геофизических исследований разрезов скважин, включая отбор керна и промысловых исследований режима работы скважины. Рассмотрим особенности выделения коллекторов для различных литологических комплексов.

Выделение песчано-глинистых коллекторов. Песчаные и алевроитовые (слабосцементированные неглинистые) коллекторы выделяются в терригенном разрезе наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы.

Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальная активность по кривой ГК и образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме.

Для разделения малопористых песчано-алевритовых пород и слабосцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования, из которых наиболее эффективными являются микрокартаж (МК или МЗ), нейтронный гамма-картаж (НГК), гамма-гамма-картаж (ГГК) и акустический картаж (АК).

Присутствие глинистого материала в горной породе (в виде включений, прослоев или рассеянного по пласту) влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, на показания ГК, НГК, АК и другие методы ГИС. Поэтому песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу – глинистые коллекторы.

В глинистых коллекторах амплитуда кривой ПС значительно меньше, чем против чистых песчаных пластов. В ряде случаев глинистый коллектор представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых прослоев. Если мощность тонко чередующихся прослоев достигает одного-двух диаметров скважины, то наряду с общим уменьшением амплитуды ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов против отдельных прослоев. Глинистые коллекторы, особенно при большой относительной глинистости их, не всегда уверенно выделяются на диаграммах ГИС.

Выделение карбонатных коллекторов. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллектора можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) коллекторы и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа) коллекторы.

Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей (рис. 102).

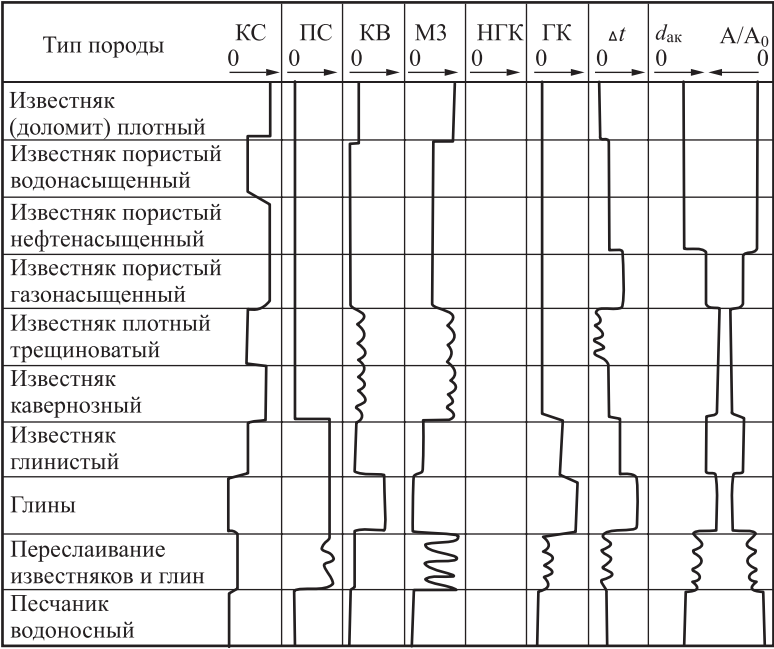


Рис. 102. Схематическое изображение кривых ГИС против разнородностей карбонатных пород

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, по данным ГИС в общем случае затруднительно. Наиболее надежные результаты,

как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа.

Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями.

Лишь в отдельных районах трещинные породы имеют частные отличительные признаки на кривых ГИС. Так, они могут отметиться по показаниям микрокаротажа, отбивающего отдельные трещины, и изрезанности кавернограммы. В благоприятных случаях (неглинистые и негазоносные породы) наличие трещинных коллекторов может быть установлено путем сопоставления и количественного анализа данных электрокаротажа, нейтронного каротажа и результатов анализа керна. Перспективными по обнаружению трещинных коллекторов являются данные акустического каротажа по затуханию.

При вскрытии на соленой воде коллекторы смешанного типа, содержащие трещины, часть которых сечет ствол скважины, отмечаются участками резкого снижения показаний $\rho_{эф}$ нормализованной диаграммы БК при совмещении ее с кривой НГК. Наличие повышенного затухания на кривой АК и в этом случае характерный признак трещинно-кавернозного коллектора.

Для выделения таких коллекторов также используют способ активированного раствора в варианте осолонения бурового раствора с повторной регистрацией диаграммы $\rho_{эф}(\rho_k)$ БК (метод двух растворов). В этом случае совмещение двух диаграмм $\rho_{эф}$, зарегистрированных в одинаковом масштабе, позволяет выделить трещиноватые участки разреза по четкому снижению $\rho_{эф}$ на диаграмме, полученной с минерализованным раствором при совпадении показаний $\rho_{эф}$ в плотных породах. Характерные признаки трещинно-кавернозного коллектора – интенсивное поглощение бурового раствора и резкое увеличение скорости проходки при бурении.

Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Величина $h_{эф}$ в однородном пласте-коллекторе определяется как мощность этого пласта, границы которого установлены по диаграммам ГИС на основании вышеизложенных правил.

В неоднородном пласте-коллекторе, содержащем прослой не-коллектора, для расчета $h_{эф}$ из общей мощности пласта исключают мощность прослоев неколлекторов. Неколлекторы выделяют по данным микро-каротажа с учетом всего комплекса ГИС.

Оценка характера насыщения коллекторов. Оценка характера насыщения коллектора сводится к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа. Решается задача о целесообразности спуска колонны в еще не обсаженную скважину и опробование промышленных нефтегазоносных объектов.

Оценка характера насыщения коллектора основаны на определении удельного сопротивления ρ_n породы в ее неизменной части и на сравнении полученных значений ρ_n и вычисленных значений параметра насыщения P_n с критическими величинами ρ_n^* и P_n^* , характеризующими для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными. В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое уд. сопротивление, а нефтегазоносные – высокое. Надежное определение ρ_n по диаграммам БКЗ возможно лишь для достаточно мощных и однородных объектов. При наличии плотных высокоомных прослоев в пласте-коллекторе ρ_n необходимо получать по диаграммам $\rho_{эф}$ индукционных (ИК) и экранированных (БК) зондов. Благоприятным условием определения ρ_n является наличие неглубокого проникновения бурового раствора в пласт.

При сопоставлении нормализованных по пористости кривых сопротивлений кривых БК или ИК с кривой НГК или Δt (АК) продуктивные коллекторы отмечаются существенным увеличением показаний $\rho_{эф}$ на кривой по сравнению с базисной кривой пористости при практическом совпадении сравниваемых графиков в водоносных коллекторах и плотных породах.

Для большей части продуктивных коллекторов характерно снижение во времени показаний зондов со средним и большим радиусами исследования на диаграммах повторных измерений. По методике каротаж–испытание–каротаж продуктивный коллектор выделяется по значительному увеличению показаний $\rho_{эф}$ на диаграмме БК или ИК, зарегистрированной после испытания в данном интервале.

Весьма перспективны временные исследования обсаженных скважин нейтронными и низкочастотными акустическими методами с целью выделения продуктивных коллекторов на основе изучения процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах.

Если определить характер насыщения отдельных коллекторов в разрезе скважины по кривым ГИС не удастся, для установления продуктивности коллекторов используют данные прямых методов – газометрии, испытателей пластов на трубах и кабеле.

16.2. Установление водонефтяного и газожидкостного контактов

Если пласт-коллектор насыщен нефтью или газом только в верхней части, что наблюдается в водонефтяной зоне «водоплавающей» нефтяной залежи, по данным электрометодов устанавливают положение водонефтяного (ВНК) для нефтеносного или газожидкостного (ГЖК) контактов для газоносного коллектора (рис. 103).

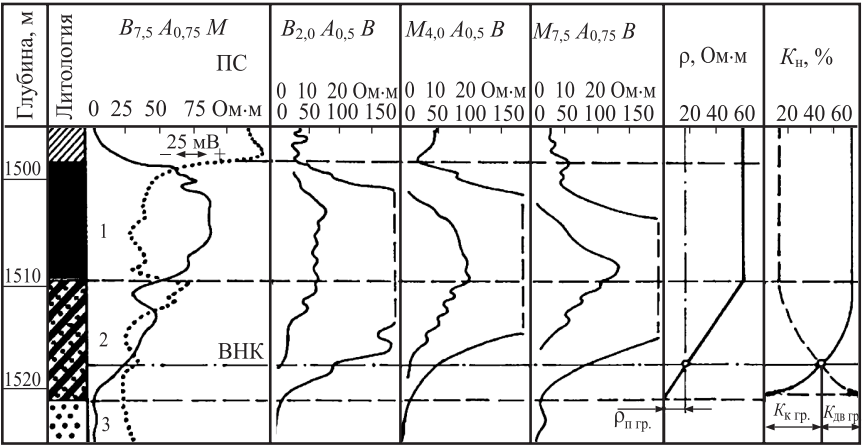


Рис. 103. Определение ВНК при наличии зоны предельной нефтенасыщенности (1), переходной зоны (2) и водоносного коллектора (3)

Контакт нефть–вода в природных коллекторах не является четким, переход от нефтегазоносной к водоносной части пласта происходит постепенно на некотором интервале, который называется переходной зоной. Переходная зона в зависимости от гео-логического характера пласта и физико-химических свойств нефти и пластовой воды имеет мощность от одного до десятка метров; чем больше проницаемость пласта и чем меньше разница в плотностях нефти и воды, тем при прочих одинаковых условиях меньше мощность переходной зоны.

За условный ВНК (ГЖК) принимают уровень переходной зоны, на котором ее удельное сопротивление соответствует критической нефтегазоносности.

Для большинства месторождений этот уровень соответствует точке, расположенной выше нижней границы переходной зоны на 1–1,5 метра.

16.3. Определение пористости и нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС

16.3.1. Определение пористости пластов-коллекторов

Определение пористости терригенных пород. В настоящее время коэффициенты пористости K_n определяются в основном по удельному сопротивлению, по сопротивлению зоны проникновения, по абсолютным значениям аномалии ПС, по относительным значениям аномалии ПС (A_{nc}), по показаниям гамма-каротажа ГК. В некоторых случаях пористость определяют по скорости распространения упругих продольных волн (АК), по показаниям плотностного гамма-каротажа (ГГК), по плотности нейтронов (ННК), по показаниям искусственного электромагнитного поля (ЯМК) и др., так как обычно эти методы ГИС проводятся в единичных скважинах изучаемых месторождений [1, 3, 13].

Рассмотрим более подробно методики определения пористости коллекторов по диаграммам ПС (A_{nc}) и диаграммам ГК, которые наиболее широко используются в Пермском Прикамье.

Определение K_n по ПС. В терригенных отложениях K_n определяют по кривой ПС методом двух опорных горизонтов, в качестве

которых выбираются глинистые породы, например, малиновского надгоризонта, и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки), например, турнейского яруса.

Для определения пористости используется относительная величина амплитуды ПС $A_{\text{пс}}$. Для учета влияния мощности пласта на величину амплитуды $U_{\text{пс.пл}}$ вводится поправочный коэффициент k_h , полученный расчетным путем, для учета влияния нефтенасыщенности пород на величину амплитуды $U_{\text{пс.пл}}$ – поправочный коэффициент k_n , определенный по палетке.

С учетом поправочных коэффициентов относительная амплитуда ПС ($A_{\text{пс}}$) рассчитывается по формуле

$$A_{\text{пс}} = \frac{U_{\text{пс.пл}}}{U_{\text{пс.оп}}} \frac{1}{K_h} \frac{1}{K_n},$$

где $U_{\text{пс.пл}}$ – аномалия ПС против исследуемого пласта; $U_{\text{пс.оп}}$ – аномалия ПС против опорного горизонта; K_h и K_n – поправочные коэффициенты на мощность и нефтенасыщенность.

$U_{\text{пс}}$ можно брать в милливольтгах, сантиметрах, клеточках диаграммной бумаги и в других единицах. Для водонасыщенных коллекторов поправка K_n не вводится. Обычно ПС K_n определяется лишь в том случае, когда ρ_c больше 0,3 Ом·м. Если мощность нефтенасыщенного пласта больше 3 м, то обязательно определяется величина ρ_n , если меньше 3 м, то вводят поправку $K_n = 0,98$.

Для определения пористости коллекторов ПС строится зависимость $A_{\text{пс}} = f(K_n)$ с использованием значения K_n , определенного по керну изучаемого месторождения, или зависимостей, характерных для соседних, более изученных месторождений.

Определение K_n по ГК. В основе метода определения пористости по ГК лежат корреляционные связи между пористостью терригенных пород и глинистостью $K_n = f(C_{\text{гл}})$ с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta I_\gamma = f(C_{\text{гл}})$, с другой стороны [1, 3, 13].

Для исключения влияния источника нейтронов в канале НГК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также фона и скважинных условий на показания ГК используются относительное значение гамма-активности пластов-коллекторов – двойной

разностный параметр ΔI_γ . В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные известняки турнейского яруса с минимальными значениями ГК ($I_{\gamma \text{ min}}$) и глины тульского горизонта с максимальными значениями ГК ($I_{\gamma \text{ max}}$).

Параметр ΔI_γ рассчитывается по формуле

$$\Delta I_\gamma = \frac{(I_{\gamma \text{ пл}} - I_{\gamma \text{ min}}) \pm \delta I_\gamma}{I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}}},$$

где $I_{\gamma \text{ пл}}$, $I_{\gamma \text{ max}}$, $I_{\gamma \text{ min}}$ – значение интенсивности естественной радиоактивности по ГК соответственно против пласта-коллектора, против глин, против плотных известняков; δI_γ – поправка, учитывающая изменения регистрируемой интенсивности гамма-излучения в зависимости от скорости движения прибора V , постоянной времени интегрирующей ячейки Δt и толщины пласта h . Поправки вводятся для пластов малой мощности согласно формуле $h \geq 4Vt / 3600$.

Для определения K_n по ГК используют зависимость $\Delta I_\gamma = f(K_n)$ для изучаемого месторождения.

Определение пористости карбонатных пород. Пористость пластов-коллекторов в карбонатных отложениях чаще всего определяется по диаграммам радиоактивного и акустического каротажа [1, 3, 5, 14].

Определение K_n по НГК и ННКт. НГК способом двух опорных горизонтов и по ННК по кривой объемного влагосодержания W . В первом случае в качестве опорных горизонтов принимаются показания НГК против плотных карбонатных пород (непроницаемых известняков и доломитов) интенсивностью $I_{n\gamma \text{ плот}}$, например против известняков башкирского и турнейского ярусов, и показания НГК против глинистых пород интенсивностью $I_{n\gamma \text{ глин}}$, например, против глинистых пород верейского и тульского горизонтов. Пористость определяется обычно для проницаемых прослоев (показания $I_{n\gamma \text{ пл}}$) с $h = 1$ м, для которых не требуется введения поправок на инерционность аппаратуры при расчете разностного параметра $\Delta I_{n\gamma}$. В принципе для пластов малой мощности ($h \leq 3V/3600$) может быть введена поправка на инерционность аппаратуры.

Для получения значения $\Delta I_{n\gamma}$ используют формулу

$$\Delta I_{n\gamma} = (I_{n\gamma \text{ пл}} - I_{n\gamma \text{ глин}}) / (I_{n\gamma \text{ плот}} - I_{n\gamma \text{ глин}}).$$

Во все эти величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК

$$I_{ny \text{ пл}} = I_{ny \text{ пл}} - k I_{\gamma \text{ пл}}; I_{ny \text{ плот}} = I_{ny \text{ макс}} - k I_{\gamma \text{ мин}}; I_{ny \text{ глин}} = I_{ny \text{ мин}} - k I_{\gamma \text{ макс}},$$

где $I_{ny \text{ пл}}$ и $I_{\gamma \text{ пл}}$ – текущие показания НГК и ГК против интерпретируемого пласта-коллектора, $I_{ny \text{ макс}}$ – максимальные показания НГК против плотных пород, $I_{ny \text{ мин}}$ – минимальные показания НГК против глин; $I_{\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания ГК против глин; $I_{\gamma \text{ мин}}$ – минимальные показания ГК против плотных пород, k – аппаратный коэффициент.

При использовании радиокаротажной аппаратуры с ламповыми счетчиками (ВС) $k = 0,625$, со сцинтилляционными счетчиками $k = 0,3$ (аппаратура ДРСТ-1) или $k = 0,2$ (аппаратура ДРСТ-3).

Полная формула определения ΔI_{ny} (с поправками) имеет вид

$$\Delta I_{ny} = \frac{(I_{ny \text{ пл}} - k I_{\gamma \text{ пл}}) - (I_{ny \text{ мин}} - k I_{\gamma \text{ макс}})}{(I_{ny \text{ макс}} - k I_{\gamma \text{ мин}}) - (I_{ny \text{ мин}} - k I_{\gamma \text{ макс}})}.$$

Все значения I_{ny} и I_{γ} переводятся в имп/мин согласно коэффициенту перехода, выдаваемому для каждой скважины. При оперативном расчете ΔI_{ny} по вышеприведенной формуле показания $I_{\gamma \text{ пл}}$ обычно заменяют на фоновые значения $I_{\gamma \text{ мин}}$. Для определения $K_{\text{п}}$ по НГК используют зависимость $\Delta \nu_{ny} = f(K_{\text{п}})$, построенную для изучаемого месторождения.

При определении $K_{\text{п}}$ по диаграммам ННКт используются методические указания по определению пористости по данным радиокаротажа, выполненным аппаратурой РКС-3. При этом интерпретируют не саму кривую ННКт, а кривую водородосодержания W .

Определение $K_{\text{п}}$ по АК. Определение пористости по диаграммам акустического каротажа осуществляется по данным измерения интервального времени пробега продольной волны Δt , выраженного в мкс/м и связанного со скоростью распространения продольной волны V_p (в м/сек) соотношением $\Delta t = 10^6 / V_p$. Величина Δt возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях. Экспериментальными исследованиями установлено, что в однородной породе с межзерновой пористостью пористость по АК может определяться по уравнению среднего времени

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t_{\text{д}} - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}},$$

где $\Delta t_{\text{д}}$ – интервальное время пробега упругой волны, отсчитанное на диаграмме АК против пласта-коллектора, $\Delta t_{\text{ск}}$ и $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы и в жидкости, заполняющей поровое пространство породы. В общем случае принято считать, что скорость распространения упругой волны в минеральном скелете карбонатных пород равна 6400–7000 м/с, а в пластовой жидкости составляет 1600 м/с.

Наиболее точные результаты определения пористости в коллекторах карбонатных отложений, представленных известняками и доломитами. Приведенная выше простая формула не может быть использована для определения скорости распространения упругих волн в трещиноватых, кавернозных и других породах со сложной структурой пустотного пространства.

K_{Π} коллекторов можно также определить, воспользовавшись зависимостью $\Delta t = f(K_{\Pi})$, полученной при сопоставлении значений Δt , установленных по диаграмме, и K_{Π} по данным керна.

16.3.2. Определение нефтенасыщенности коллекторов

Определение коэффициента нефтенасыщенности K_{Π} по данным ГИС как для терригенных, так и карбонатных пластов-коллекторов чаще всего проводится по данным электрометрии следующим образом.

По величине пористости нефтенасыщенного прослоя определяется значение параметра пористости по зависимости $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$, полученной по керновым данным в лаборатории физики нефтяного пласта (рис. 104). Далее по известному значению удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ рассчитывается удельное сопротивление прослоя $\rho_{\text{вп}}$ при условии его 100%-ного водонасыщения:

$$\rho_{\text{вп}} = P_{\Pi} \cdot \rho_{\text{в}},$$

где $\rho_{\text{в}}$ – удельное сопротивление пластовой воды, равное 0,045 Ом·м для Пермского Прикамья.

По удельному сопротивлению нефтенасыщенного прослоя $\rho_{\text{нп}}$ (определенному по кривым сопротивления БКЗ или БК) и по рассчитанному значению $\rho_{\text{вп}}$ рассчитывается параметр насыщения этого прослоя: $P_{\Pi} = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}$.

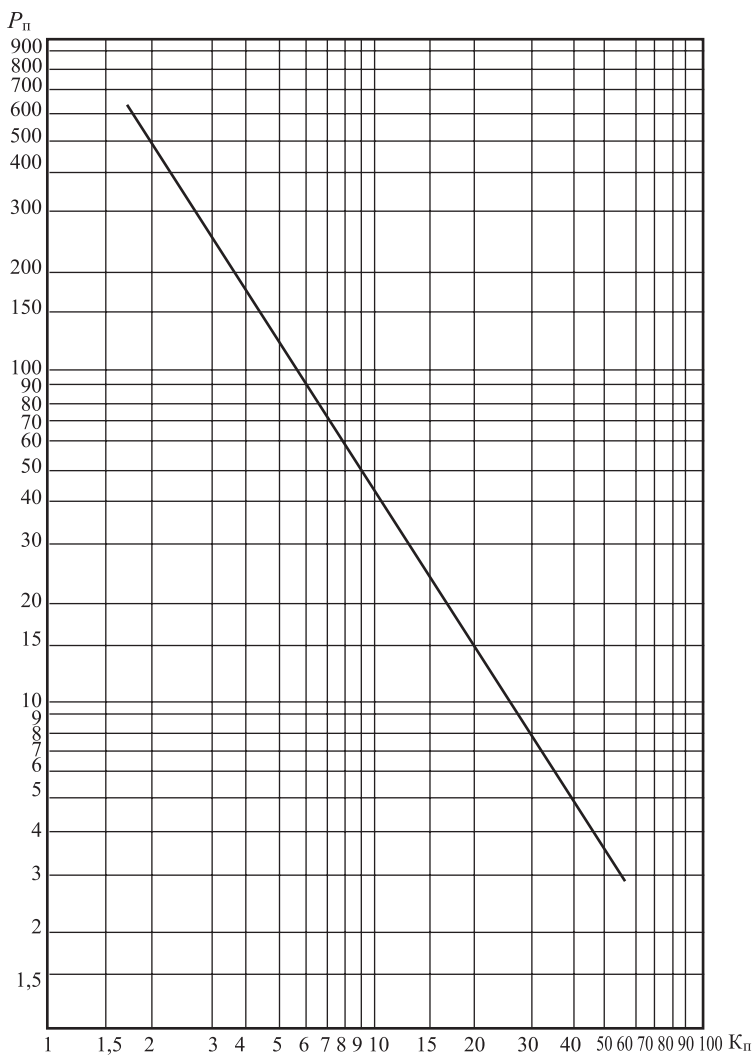


Рис. 104. Зависимость $P_n = f(K_n)$

По зависимости $P_n = f(K_{ов})$, полученной в лаборатории физики нефтяного пласта, определяется коэффициент нефтенасыщенности $K_n = 1 - K_{ов}$ проницаемого прослоя (рис. 105).

Поскольку главные породообразующие минералы не являются проводниками электрического тока, проводимость горных пород обеспечивается только присутствующей в порах пластовой водой.

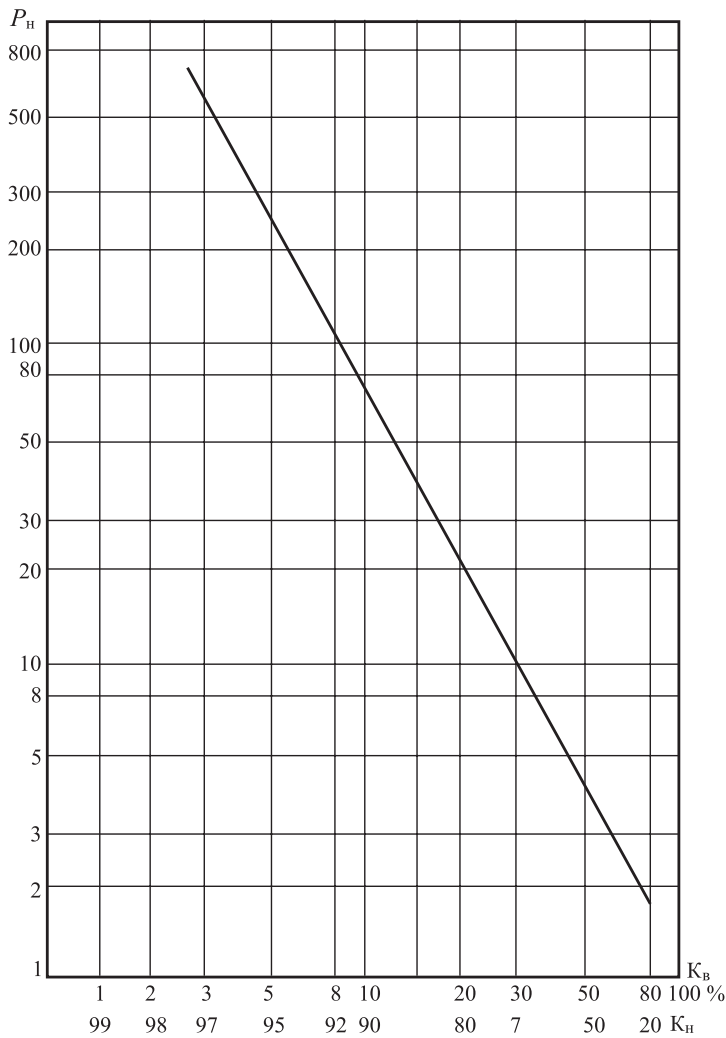


Рис. 105. Зависимость $P_n=f(K_n)$

Если все поровое пространство насыщено водой, удельное электрическое сопротивление породы $\rho_{\text{вп}}$ будет пропорционально удельному сопротивлению проводящего компонента $\rho_{\text{в}}$; в то же время оно будет зависеть от объема этой воды, т.е. коэффициента пористости,

$$\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}},$$

где $P_{\text{п}}$ – параметр пористости породы, зависящий от пористости $K_{\text{п}}$ и типа порового пространства – извилистости поровых каналов или степени цементации породы. Экспериментально выведенная формула связи параметра пористости $P_{\text{п}}$ с коэффициентом пористости $K_{\text{п}}$ имеет вид $P_{\text{п}} = a / K_{\text{п}}^m$.

Удельное электрическое сопротивление породы, поровое пространство которой частично заполнено нефтью либо газом ($\rho_{\text{нп}}$), отличается от сопротивления этой же породы, насыщенной пластовой водой ($\rho_{\text{вп}}$), в $P_{\text{н}}$ раз; величина $P_{\text{н}}$ называется параметром насыщения, который, в свою очередь, зависит от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$.

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{нп}} / P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}}.$$

16.4. Решение геологических задач при машинной обработке данных ГИС

Объём информации, получаемой в результате проведения ГИС, требует больших трудовых и временных затрат. Для ускорения процесса интерпретации данных ГИС и повышения точности их обработки в настоящее время широко используются электронно-вычислительные машины (ЭВМ), персональные компьютеры и другие вспомогательные устройства [11, 17, 18, 19].

16.4.1. Цели и задачи использования ЭВМ при интерпретации данных ГИС

Деятельность геолога и геофизика направлена на решение следующих геологических задач, связанных с анализом данных:

- выделение геологических тел;
- расчленение разрезов;
- корреляция разрезов;

- построение прогнозных карт;
- комплексная интерпретация геологических и геофизических данных;

- определение ВНК, ГЖК и т.п.

В процессе решения любой из поставленных выше задач с использованием математических методов необходимо реализовать ряд этапов, входящих в общий процесс решения геологической задачи:

- постановка задачи;
- выбор объекта исследований;
- выбор описания объекта;
- задание априорной (предшествующей опыту) информации;
- оценка результата и его интерпретация.

Решение той или иной геологической задачи, которое может быть получено с помощью ЭВМ, зависит от многих обстоятельств: выбора исходных данных, выбора критерия проверки, учёта априорных знаний и др. Поскольку процедуры принятия решений по всем этим вопросам не имеют общепринятого и известного характера, то эта часть работы выполняется неформально и всецело зависит от знаний, опыта, интуиции и здравого смысла специалиста.

Рассмотренный круг проблем относится к той области науки, которая называется анализом данных. Анализ данных проводится с целью максимального использования внешней информации. Психологической особенностью ситуации, характерной для анализа данных, является периодический возврат к одним и тем же данным. Отсюда – шаговый принцип анализа данных, дающий возможность остановок и управления дальнейшей обработкой.

Применение ЭВМ обусловлено рядом причин. Перевод интерпретации материалов ГИС на ЭВМ повышает оперативность и надёжность обработки результатов геофизического изучения разрезов скважин, позволяет использовать весьма сложные методики обработки ГИС при полном учёте всё возрастающей геофизической информации. Также преимущество машинной интерпретации перед ручной состоит в её сравнительной дешевизне. Наибольшее значение автоматизированная обработка данных ГИС приобрела при подсчёте запасов нефти и газа и для оперативной выдачи результатов интерпретации в процессе разработки нефтяных месторождений.

Общие сведения об ЭВМ и этапы их развития. Основой цифровой вычислительной системы являются электронные устройства, которые принято называть электронно-вычислительными машинами. Первоначально ЭВМ использовались в основном для выполнения вычислений. В последние 20–30 лет они широко применяются для автоматизации сбора, передачи, хранения, поиска и обработки информации широкого профиля, в том числе и в области скважинных исследований.

В современных ЭВМ информация представляется на основе двоичной системы счисления. Основоположником этой системы, оперирующей с числами двоичной системы 0 и 1, является Джон Буль, разработавший в 1854 году основы логической (Булевой) алгебры. Единицей информации служит **бит**, т.е. элемент, который может принимать только два значения – 0 или 1. Комбинация из фиксированного числа битов образует **байт**. Один байт содержит 8 бит, соответственно, более крупная единица информации – килобайт (Кб) состоит из последовательности 1024 бит, последовательность из 1024 килобайт называется мегабайтом (Мб).

ЭВМ обеспечивают выполнение разнообразных операций как арифметических (сложение, вычитание, умножение, деление, извлечение корня, возведение в степень и др.), так и логических (сравнение двух чисел, определение истинности или ложности определённых условий и т.п.) согласно **алгоритму** – набору предписаний, однозначно определяющих содержание и последовательность выполнения операций, обеспечивающих решение тех или иных задач. Для реализации алгоритма с помощью ЭВМ составляется его особая форма, называемая **программой**. В основе всех ЭВМ заложен программный принцип управления вычислительным процессом. Это означает, что ЭВМ автоматически выполнит все вычисления, необходимые для решения задачи, если ей заранее будет предписано, какие операции она должна совершить, над какими величинами и в какой последовательности.

Началу развитию ЭВМ положил в 1880 году американский предприниматель Герман Холлериг, который изобрёл специальное устройство для обработки перфокарт с данными переписи населения США в 1890 г. Тогда же он стал основателем всемирно известной впоследствии фирмы вычислительных машин IBM (International busnes machines). Первая треть двадцатого века ознаменовалась по-

следовательным развитием и внедрением многих вычислительных устройств. В 1944 году в фирме IBM была построена электрическая вычислительная машина, в 1946 году разработана электронная вычислительная машина ENIAC на электронных лампах. С 1951 года идёт отсчёт развития ЭВМ по поколениям. Это связано с разработкой технологии массового производства электронных машины UNIVAC1, которая стала родоначальником ЭВМ первого поколения.

По поколениям ЭВМ классифицируются в основном по технологическим признакам (электронные лампы, транзисторы, интегральные схемы), т.е. по элементным базам. Для микроЭВМ в конфигурации персональных компьютеров стандартным становится непосредственное общение пользователя с ПЭВМ в режиме диалога с использованием развитой машинной графики. К этому поколению относятся также большие или суперЭВМ с высоким быстродействием, параллельной организацией вычислительного процесса. На их базе создаются национальные и международные сети ЭВМ. В России – это суперкомпьютеры типа БЭСМ-6, «Эльбрус», в США – Cray-1 и CYBER-205, в Японии – SX-2.

В нефтедобывающей отрасли до недавнего времени использовались ЭВМ единой системы третьего поколения (ЭВМ ЕС) и системы малых ЭВМ (СМ ЭВМ). В настоящее время интерпретация данных ГИС в основном осуществляется на базе компьютерных программ.

Алгоритмы распознавания и задача дихотомии. Идентификация горных пород по данным каротажа трактуется как задача распознавания образов [16].

Общий смысл распознавания образов заключается в объединении некоторых сходных друг с другом объектов в одну группу, называемую образом. Задача распознавания образов чаще всего решается с помощью ЭВМ на использовании алгоритмов, позволяющих осуществить так называемое обучение распознаванию образов. Под образом понимают класс объектов, а под процессом распознавания образов – отнесение рассматриваемого объекта к одному из классов. Метод распознавания образов используется с 60-х годов для решения на ЭВМ задач литологического расчленения разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов и определения их характера насыщения.

Рассмотрим математическую постановку задачи распознавания для случая выделения двух классов (задачу дихотомии). Если задано некоторое множество объектов, каждый из которых характеризуется набором параметров $X_1, X_2, X_3, \dots, X_i, \dots, X_n$ (n -мерным вектором X), которые принадлежат к двум различным классам, то необходимо найти некоторую функцию $f(X)$, которая бы принимала положительные значения $f(X) > 0$ на объектах одного класса и отрицательные значения $f(X) < 0$ на объектах другого класса.

В геологической интерпретации уравнение $f(X) = 0$ можно трактовать как уравнение поверхности, разделяющей пространство признаков на две части, в одной из которых концентрируются объекты 1-го класса, а в другой – объекты 2-го класса.

Функцией $f(X)$, наиболее полно использующей информацию, мог бы быть многочлен, в котором под $X_1, X_2, X_3, \dots, X_i, \dots, X_n$ понимались бы именно численные значения геофизических параметров. Однако, стремясь к упрощению алгоритмов распознавания, некоторые исследователи вместо использования прямых функций от численных значений $X_1, X_2, X_3, \dots, X_i, \dots, X_n$ геофизических параметров используют функции от двоичных кодовых обозначений соответствующих параметров, подобранных таким образом, чтобы код указывал, к какому из интервалов в области возможных значений принадлежит в данном случае значение X_i параметра. В некоторых алгоритмах потери информации, обусловленные кодированием, увеличивают ещё за счёт игнорирования части связей между кодовыми обозначениями параметров.

Впервые такая идея разделения геологических объектов на два класса (коллекторы и неколлекторы) с помощью распознавания образов на ЭВМ была использована в 1963 году Ш. А. Губерманом в программе «Кора-3» и ее последующих модификациях – в программах «Квантованные сферы», «Обобщенный портрет», «Потенциальная функция», «Нелинейные дискриминантные функции» [16, 18, 19]. Все вышеперечисленные программы реализовывались на однопрограммных ЭВМ первого поколения (Урал, Минск-1, Стрела, Раздан-2), основным технологическим элементом которых являлась электронная лампа.

Системы интерпретации данных ГИС на ЭВМ второго поколения. К таким системам автоматизированной обработки данных

ГИС относится система «Каротаж», комплекс Ц-3, комплекс ГИК-2М, системы ПГ-2Д, СТР, «Самотлор Ц-2» и другие составленные для ЭВМ типа Минск-22, БЭСМ-4 и М-222. Наиболее известные среди них программные комплексы «Каротаж» и ГИК-2М.

Система «Каротаж» создана в институте ВНИИГеофизика. Эта программа получила наибольшее распространение и её некоторые подпрограммы использовались в других программных системах на ЭВМ 3-го поколения. Наиболее ярко особенности программы «Каротаж» можно наблюдать при решении задачи литологического расчленения разреза скважин по кривым скважинных наблюдений.

Система «Каротаж» основана на сопоставлении комплексных кодов, составленных по значениям геофизических параметров для данного интервала разреза скважины, с табличными комплексными кодами, характерными для различных литологических разновидностей. При составлении комплексных кодов весь диапазон изменения геофизического параметра (амплитуда кривой ГИС) двумя граничными значениями разбивается на три группы и вместо численных значений отсчётов используются их кодовые обозначения: малые показания – 00, средние – 01, большие – 10. По двоичным кодам, выявленным для каждого используемого геофизического параметра по каротажным диаграммам, формируется комплексный диагностический код путём их последовательной записи. Эти коды, составленные по геофизическим показаниям (параметрам), сравниваются с прогнозными диагностическими кодами и определяют литологическую разновидность породы (её индекс) в какой-либо точке разреза.

Основное преимущество метода комплексных кодов заключается в том, что он позволяет полностью использовать ту часть информации о взаимозависимости геофизических параметров, которая сохраняется после кодирования значений геофизических параметров. Однако потери информации от кодирования остаются весьма большими, а неполное использование информации ведёт к тому, что при малом числе признаков возможности метода в смысле выделения литологических разновидностей пород оказываются крайне ограниченными. В то же время использование большого числа параметров приводит к очень громоздкой процедуре обучения. Кроме того, при использовании этого метода приходится решать труднейшую

проблему выбора границ между «большими», «средними» и «малыми» значениями каждого геофизического параметра. По такой же технологической схеме были созданы программы ПГД-2Д, СТР, «Самотлор Ц-2» для других нефтяных районов, учитывающие конкретные промыслово-геологические условия.

Система ГИК-2М разработана во ВНИИНефтепромгеофизике. В основе ее алгоритма лежит идея, близкая к используемой в методе комплексных кодов. Только вместо комплексных кодов вводятся логические функции, которые можно комбинировать согласно задаваемым условиям. Логические функции являются более мобильными по сравнению с комплексными кодами. Помимо логических функций применён вероятностно-статистический метод для повышения эффективности программы. Так, по формуле Байеса уточняется литологический индекс в случае неоднозначной классификации того или иного пласта логическими функциями и выбирается тот индекс, который дает максимальную апостериорную вероятность. При этом учитывается вес логических функций. В методе ГИК-2М используется уровенная (граничная) линия для всего разреза. Это граничное значение сравнивается со значением на той или иной каротажной кривой в интерпретируемой точке и ему присваивается значение 0 или 1. Затем эти нолики и единички объединяются либо логическим сложением (дизъюнкция), либо логическим умножением (конъюнкция). Недостатком ГИК-2М является субъективность выбора логических функций и граничных значений.

Интерактивные методы. Кросс-плоты. Визуальные образы. Относительно невысокая эффективность программ распознавания при литологической идентификации горных пород по данным ГИС привело многих исследователей к выводу, что требуемое качество идентификации можно обеспечить только в рамках интерактивных систем автоматизированной интерпретации. Многие зарубежные интерактивные системы обработки материалов ГИС применяются как для предварительной оценки разреза, проводимой непосредственно на скважине по упрощённой программе, так и для полной комплексной интерпретации данных каротажа с целью литологического расчленения, определения физических параметров и т.п.

Результаты обработки представляются в виде таблиц и графиков. На всех этапах интерпретации осуществляется попарное

сопоставление результатов каротажа, относящихся к одной и той же точке с помощью кросс-плотов.

Кросс-плоты – графическое средство выполнения такого сопоставления. Они представляют собой бланк с прямоугольными координатами, на осях которого откладывают величины каких-либо 2 геофизических или физических параметров, нанесённые на график и относящиеся к одной и той же глубине, группируются на бланке в зависимости, например, от литологии породы самым различным образом. Классификация литологических разновидностей пород по определённой группе попарно коррелируемых геофизических признаков составляет основную идею кросс-плота. Результаты полной интерпретации представляют графически обычно в виде 4-х колонок, по каждой из которых представлены кривые нескольких параметров, вычисленных при интерпретации. В каждой колонке группируются однотипные параметры (например, компоненты литологических разновидностей пород). Другими словами, методическая основа систем интерпретации состоит в последовательной классификации пород в разрезе скважин по отдельным свойствам, в определении на каждом этапе классификации значений тех или иных параметров и постоянном их уточнении. Построение и анализ кросс-плотов выполняются только для интервалов однородных по типу пород, что является ограничением при интерпретации, например, карбонатно-терригенного разреза. Наглядная форма представления результатов обработки данных ГИС в виде кросс-плотов очень удобны для анализа (рис. 106).

Обработка геофизической информации ведётся с использованием автоматизированных систем, разрабатываемых разными фирмами. Но, как правило, эти системы имеют общие черты и построены на близких принципиальных основах, характерных для времени их появления, развития вычислительной техники и математических методов обработки. В середине 70-х годов наиболее развитыми были системы SARABAND и CORIBAND (фирма «Шлюмберже») и системы PROLOG и EPILOG (фирма «Дрессер Атлас»). В 80-е годы появились системы GLOBAL («Шлюмберже») и ULTRA (фирма «Герхарт»).

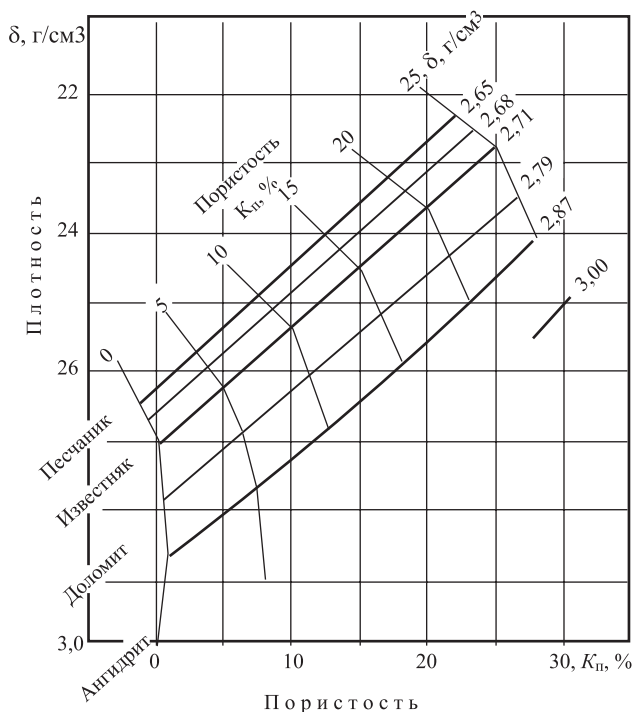


Рис. 106. Анализ типа пород с помощью кросс-плота

Система CORIBAND (Complex Reservoir Interpretation by Analysis of Neutron and Density) реализует методику комплексной интерпретации данных с помощью анализа нейтронных и плотностных методов совместно с другими методами пористости, методом сопротивления и методом глинистости. Входными параметрами являются: диаграммы плотностного (ГГК), нейтронного (НГК) и акустического (АК) методов, индукционного (ИК) и экранированного зонда (БК) при определении пористости и ПС, ГК и каверномера для оценки глинистости. Одна из основных задач интерпретации в этой системе – определение литологии породы с помощью ГГК, НГК и АК. Анализ проводят последовательно с помощью нескольких кросс-плотов: водородосодержание (НГК) – плотность (ГГК), пористость – пористость по АК, водородосодержание – пористость по АК.

Базовой кривой кросс-плота является кривая для известняка, поскольку эталонирование нейтронной аппаратуры произведено на модели того же минерального состава. Кривая известняка даёт нейтронную пористость, равную истинной пористости породы. Кривые для доломита и кварца (песчаника) смещены относительно линии известняков за счёт того, что различие в химическом составе пород влияет на величину нейтронной пористости, определённой по НГК на известняке. Области заключённые между кривыми соответствуют породам со смешанным составом скелета породы: известняк – песчаник, известняк – доломит, песчаник – доломит (см. рис. 106).

Метод визуальной диагностики – метод визуального образа при интерактивной интерпретации материалов ГИС предложил А.Е. Куликович А.Е., считающий что весьма эффективно будет работать такая программа автоматической обработки кривых ГИС на ЭВМ, которая представляет геологические объекты (пласты горных пород) в наглядной форме – с выводом на дисплей. Набор признаков представляется в виде диаграмм, которые и являются «визуальными образами» геологических объектов. Располагая эталонными наборами «образов», соответствующих различным типам выделяемых пластов, можно проводить диагностику, сопоставляя визуальный образ пласта определённого типа, с диаграммами эталонных групп. Диаграммы визуального образа дают возможность интерпретатору наглядно представить разрез скважины, проанализировать его и ввести соответствующие изменения.

Корреляция разрезов скважин по данным ГИС. Для того чтобы эффективно эксплуатировать нефтяные залежи, необходимо иметь правильное представление о их геологическом строении и добычных возможностях скважин. Большая часть геологических и геофизических наблюдений, на основе которых изучается геологическое строение залежи, относится к отдельным пересечениям толщи горных пород какого-либо месторождения буровыми скважинами и носит фрагментарный локальный характер. Понятно, что для получения общей характеристики геологического объекта используется некий комплекс локальных замеров и наблюдений, каждый из которых считается локальным, так как носит точечный характер на фоне огромных размеров изучаемого геологического объекта.

Локальные замеры производятся для получения самых разнообразных геопараметров, всесторонне описывающих объект исследования (форма, размеры, условия залегания геологических тел, их геофизические, геохимические и другие характеристики).

Проблема локальности порождает проблему экстраинтерполяции и детальности и для того, чтобы охарактеризовать месторождение как связный пространственный объект, требуется осуществить восхождение от результатов локальных наблюдений и измерений к целостной, полноопределённой модели изучаемого месторождения, выполнить экстраинтерполяцию промыслово-геофизических данных на межскважинные пространства.

Объём, непосредственно вскрытый скважинами, по сравнению с объёмом всего изучаемого объекта ничтожно мал. Сам объект, как правило, отчётливо стратифицирован, и его изменчивость особенно велика в вертикальном направлении. Интенсивность такой изменчивости и крайне малый объём информации о самом объекте делает задачу экстраинтерполяции скважинных данных на межскважинные пространства очень неопределённой и трудноразрешимой. Поэтому в связи со стратифицированностью объекта и значительно меньшей интенсивностью его латеральной изменчивости по сравнению с вертикальной, степень неопределённости задачи можно существенно снизить, заменив экстраинтерполяцию, выполняемую в 3-мерном пространстве, на выполняемую в двумерном пространстве. Это достигается за счёт расчленения изучаемого месторождения и вмещающего его блока земной коры на отдельные слои, пласты или пачки, рассматриваемые при выполнении экстраинтерполяции в качестве двумерных плоских тел. Только приняв модель слоистого строения осадочной толщи, можно ставить задачу литологической корреляции: идентификацию одного и того же пласта в различных скважинах.

При традиционной «ручной» методике геологической интерпретации материалов ГИС задача детальной корреляции разрезов в определённой мере решается попутно с выполнением литологической интерпретации. На ЭВМ же литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважин как единую задачу решить не удалось, так как существующие автоматизированные системы обработки материалов ГИС обычно решают вопросы литологической иденти-

фикации и стратиграфической индексации разреза в отрыве друг от друга, зачастую в явной или скрытой форме полностью перекладывая корреляцию разрезов на человека, управляющего работой автоматизированной системы.

В настоящее время существует ряд программ по корреляции разрезов скважин по данным ГИС. Наиболее используемые и известные алгоритмы корреляции предложены В. А. Бадьяновым и Ш. А. Губерманом [18, 19].

Алгоритмы межскважинной корреляции разрезов скважин, базирующиеся на идее геолого-статистического разреза (ГСР), предложены В. А. Бадьяновым и др. Работа этих алгоритмов выражается в последовательном применении декомпозиционного (расчленение разреза каждой скважины на слои и «расписывание» пластов, выделенных на сводном разрезе, по отдельным скважинам) и интегративного (построение сводного разреза) подходов. Авторы этого алгоритма считают, что поскольку в нефтепромысловой геологии и проектировании разработки нефтяных месторождений существует задача по оценке и учёту реальной структурно-морфологической сложности природных резервуаров нефти, то её следует решать при детальном расчленении и корреляции разрезов скважин. Достаточными исходными данными для решения этой задачи являются сведения об отметках границ продуктивного горизонта и проницаемых пропластков. Поэтому был разработан алгоритм эвристического характера, с помощью которого выбирается модель напластования геологического объекта, а затем в рамках выбранной модели строится геолого-статистический разрез (ГСР), оценивается его ритмичность и выделяются границы ритмов, идентифицируются пропластки в изучаемых скважинах в соответствии с выделенными ритмами и, наконец, выбирается модель напластования для каждого ритма. Методика построения ГСР принципиально сводится к нахождению хотя бы одной корреляционной поверхности как можно ближе к продуктивному горизонту: лучше, когда это чёткий репер. Поэтому проводится попарное сопоставление разрезов скважин с ГСР и вычисляется коэффициент взаимосвязи, т.е. вероятность появления коллектора и неколлектора. Сам же ГСР представляет собой дифференциальную кривую распределения относительного содержания (вероятности появления) коллекторов и даёт обобщённую картину

строения исследуемого геологического объекта по разрезу. Пропластки контрольной скважины относятся к какому-либо ритму по критериям пространственной близости, в результате чего множество пропластков коллектора разбивается на подмножества, соответствующие ритмам (пластам). В итоге продуктивный горизонт расчленяется на пласты и устанавливаются их взаимоднозначное соответствие, чем достигается пообъектная корреляция.

Авторы чисто композиционного алгоритма корреляции разрезов скважин Ш. А. Губерман, О. И. Барина и другие при корреляции пластов горных пород в осадочных толщах преследовали две цели: 1) установить в разрезах изучаемых скважин точки, которые в процессе накопления осадков одновременно принадлежали бы к одной и той же поверхности осадконакопления (синхронные точки); 2) выявить в разрезах скважин интервалы, принадлежащие сейчас или некогда одному и тому же геологическому телу.

При расчленении разрезов скважин по данным ГИС представляется, что разрез состоит из подразделений нескольких иерархических уровней – крупных, однородных интервалов, каждый из которых имеет более мелкие интервалы, а те, в свою очередь, делятся ещё на более мелкие. При этом для каждого уровня интервалов характерны свои группы предпочтительных значений, т.е. предлагается описывать разрез в несколько этапов: сначала грубо, а затем детализировать его, расчленяя каждый из выделенных на предыдущем уровне интервалов по такому же принципу. На практике этому соответствует разбивка разреза на толщи, пачки, пласты, пропластки. При этом предполагается, что в пределах каждого крупного интервала пласты залегают плоскопараллельно или веерообразно (принцип перспективного соответствия Б. Хейтса) с неизменным порядком их следования по вертикали (принцип упорядоченности) и малой изменчивостью физических свойств по простиранию (принцип похожести).

Физические свойства пластов, относящихся к одному и тому же месторождению, изменяются в пределах одних отложений от разреза к разрезу незначительно, что сказывается на сходстве конфигурации участков диаграмм ГИС, проведённых одинаковыми геофизическими методами в различных скважинах. Поэтому при корреляции разрезов прежде всего выделяются интервалы, наиболее

сходные по своей конфигурации. В качестве меры похожести используется величина нормированного коэффициента корреляции двух сопоставляемых участков диаграмм.

В основу алгоритма сопоставления разрезов скважин положена геометрическая модель геологических разрезов, основанная на предположении, что геологический разрез состоит из нескольких этажей и что внутри каждого этажа мощности входящих в него пластов изменяются от разреза к разрезу пропорционально расстоянию между разрезами. Алгоритм сопоставления границ пластов, выделенных на каротажных диаграммах, базируется на поиске функции минимальных рассогласований между соответствующими границами двух коррелируемых разрезов. Границы пластов, выделенных в разрезах сопоставляемых скважин на разных иерархических уровнях, прослеживаются на корреляционных графиках каждой пары скважин до пересечения друг с другом.

16.4.2. Перспективы объединения задач литологической идентификации и стратиграфической индексации разрезов скважин по данным ГИС

Традиционные «ручные» методики интерпретации данных ГИС, как правило, используют геофизическую информацию не только для определения литологического состава, характера насыщения и физических свойств пластов горных пород, но и для определения стратиграфической принадлежности этих пластов, фактически объединяя задачи интерпретации материалов ГИС по отдельным скважинам и межскважинную корреляцию разрезов скважин [18, 19].

В большинстве современных программ по машинной обработке данных ГИС задачи стратиграфической индексации (межскважинной корреляции) не столько решаются, сколько обходятся за счёт явного или скрытого применения человекомашинных режимов работы.

Из краткого обзора ясно, что основным направлением автоматизированной интерпретации данных ГИС должна стать разработка таких алгоритмов, решающих задачу литологической идентификации и оценки характера насыщения пород в неразрывной связи с задачей определения места каждого из слоёв в общей стратиграфической схеме исследуемого района, т.е. выполняющих и межскважинную корреляцию разрезов.

Известно, что при «ручной» обработке задача литологического расчленения фактически сливается с задачей стратиграфического расчленения. Поэтому для приближения методики машинной интерпретации к «ручной» надо объединить задачи литологического расчленения и корреляции разрезов скважин в единую задачу литологостратиграфической интерпретации данных ГИС. Решению сложных задач человек обучается, не столько осваивая различные частные правила, сколько подражая другому человеку или следуя какому-то сложному эталонному примеру. Поэтому автоматизированную интерпретацию нужно организовать по принципу обучения на эталонной ситуации. Простое наблюдение за действиями геолога или геофизика, интерпретирующего материалы ГИС, свидетельствует, что при решении задачи расчленения разреза он рассматривает каждую диаграмму ГИС как единое целое. Поэтому необходимым мероприятием по приближению машинной интерпретации к «ручной» является создание такого алгоритма, на любом шаге своей работы «видящего» каждую из кривых ГИС не только по частям, но и в целом.

Очевидным преимуществом единой литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС перед выполнением отдельно литологического расчленения разреза скважины и стратиграфической индексации пластов горных пород (корреляции разрезов скважин) является возможность взаимного контроля заключений о литологическом составе и стратиграфическом положении слоёв, что должно положительным образом отразиться на качестве автоматизированной интерпретации.

При всем многообразии традиционных методов интерпретации данных ГИС все они реализуются по одной схеме: вначале разрез скважины расчленяется на внутренне относительно однородные участки-слои, затем определяются литологический состав и стратиграфическая принадлежность выделенных слоёв и, наконец, для слоёв, представляющих интерес в качестве коллекторов нефти или газа, оцениваются значения различных геолого-физических параметров – глинистости, пористости, нефтенасыщенности, проницаемости и т.п. Следовательно, в традиционных методиках качественная интерпретация, включая в себя элементы межскважинной корреляции разрезов, носит характер литолого-стратиграфического

расчленения толщ горных пород, вскрываемых скважинами, и предшествует количественной интерпретации.

Иначе обстоит дело с интерпретацией материалов ГИС на ЭВМ. Для того чтобы обойтись без работы в диалоговом режиме, нужно иметь такую схему машинной интерпретации, которая бы как можно больше приближалась к «ручным» методам интерпретации, т.е. решала бы задачу литологического расчленения и стратиграфической индексации как единую задачу литолого-стратиграфической интерпретации. Для этого необходимо (как и при «ручной» интерпретации) иметь эталонный пример в качестве материала обучения и возможность видеть диаграммы ГИС одновременно целиком и более детально рассматривать интересующие интерпретатора части диаграмм (например, продуктивную часть нефтяной залежи).

Наиболее желательным эталоном является реальная скважина, детально изученная по керну и пластоиспытаниям и исследованная всеми промыслово-геофизическими методами, которые, пусть не в полном объеме, применялись на других скважинах той же площади и с тем же типом разреза. При отсутствии таких скважин эталон можно сформировать на основе особенно тщательной «ручной» интерпретации данных каротажа реальной скважины, а также путём расчёта синтетических диаграмм ГИС под геологическое описание типового для площади разреза.

Итак, опираясь на скважины-эталоны, подражают практике «ручной» интерпретации данных ГИС: обучение решению задач ведётся не путём выработки частных правил, а на основе учёта реальной ситуации, взятой во всей её полноте и сложности. Естественно, ориентация на целостное восприятие ситуации должна распространяться и на каждую из диаграмм ГИС, что может быть обеспечено использованием алгоритмов интерпретации, «видящих» кривую ГИС не только по частям, но и в целом.

Одновременно с заданием цифровых массивов ГИС вводится литостратеописание эталонной скважины, содержащее номера (коды) тех литолого-возрастных типов горных пород, которые встречаются в данной скважине.

Задача литолого-стратиграфического расчленения разреза скважины по данным ГИС формулируется следующим образом. Имеется скважина-эталон, для которой заданы её цифровой массив, состоящий из показаний ГИС, и её литостратеописание. Есть другая

скважина, о которой известно, что её разрез близок к разрезу скважины-эталона. Опираясь на данные по скважине-эталону и цифровой массив данных ГИС интерпретируемой скважины, найти литостратоописание (построить литолого-стратиграфическую колонку) этой второй скважины.

Метод описания общих особенностей диаграммы ГИС применительно к каждой ее точке основывается на так называемом псевдостатистическом моделировании: точка кривой характеризуется целым набором значений одной и той же переменной, вводимых в результате рассмотрения этой точки как центра большого количества пространственных элементов, имеющих разные размеры.

Сущность псевдостатистического моделирования заключается в следующем. Пусть каротажная кривая охватывает очень большой интервал, и в центре интервала находится точка с номером j , а мы хотим получить описание «всей» кривой, которое можно использовать для выяснения вопроса о литологическом составе и стратиграфической принадлежности пород, развитых в точке j . Нужно также иметь относительно точное представление о поведении кривой в ближайших окрестностях точки j . Для этого задаются какой-то короткой единичной длиной и определяют среднеарифметическое значение $X(-1j)$ и $X(+1j)$ ординат кривой на единичных отрезках, один из которых лежит непосредственно выше, а другой – непосредственно ниже точки j . Таким образом, мы имеем псевдостатистический способ описания «всей» диаграммы ГИС по отношению к точке оси скважины, достаточно удалённой как от устья, так и от забоя.

Итак, для установления места литолого-стратиграфического элемента в разрезе скважины используются псевдостатистические представления каротажных диаграмм в виде массива чисел геофизических показаний, когда, помимо исходных нормированных диаграмм, в интерпретации участвуют и их сглаженные отображения. При этом точке на оси скважины приписывается, кроме показаний геофизического параметра с исходной кривой ГИС, целый набор усреднённых показаний того же геофизического метода на участках разной длины, лежащих в окрестностях этой точки.

По нормированным исходным и сглаженным кривым ГИС определяется коэффициент корреляции (мера близости) для каждой точки разреза скважины – объекта интерпретации с каждой точкой разреза эталонной скважины. Полученные значения мер сходства

анализируются ЭВМ, а затем среди них выбирается одно наиболее надёжное, т.е. для каждой точки интерпретируемой скважины находится идентичная точка в разрезе скважины-эталона, литолого-стратиграфический индекс которой присваивается искомой точке в разрезе скважины – объекта интерпретации.

Описанная схема обработки информации по скважинам, одна из которых выступает в качестве эталона, а вторая – в качестве объекта геологической интерпретации относящихся к ней данных скважинной геофизики, реализована в программе ЛСИГИС для больших ЭВМ и как система автоматизированной интерпретации геофизических материалов KVNGIS для персональных компьютеров [18, 19].

Описание разреза задаётся массивом четырёхпозиционных десятичных чисел, отвечающих тем же точкам оси скважины, данные по которым вошли в относящиеся к этой скважине дискретизированные описания кривых ГИС. Как и описаниях диаграмм, числа, характеризующие геологический разрез, вводятся в порядке возрастания глубин расположения точек оси скважины, к которым они относятся. Первые две позиции каждого из чисел отражают литологический состав и характер насыщения породы. При этом одна и та же порода-коллектор при разном характере насыщения кодируется различными двухпозиционными числами, соотношение значений которых могут быть произвольными. Последние две цифры 4-позиционного числа являются кодом стратиграфического подразделения, которые подбираются так, чтобы в описании геологического разреза скважины-эталона их числовые значения образовывали неубывающую последовательность. Названия всех литологических разновидностей пород и стратиграфических подразделений, отвечающих используемым кодам, в каждом акте работы программы вводятся заново в виде текстов для словарей «Наименования выделяемых типов пород (и коллекторов)» и «Наименования стратиграфических подразделений». Такой подход снимает все ограничения на используемую номенклатуру пород, типов коллекторов и стратиграфических подразделений, позволяет программе окончательные результаты интерпретации печатать в словесной форме, без применения кодов.

Интерпретация осуществляется в следующем порядке:

– для каждой точки разреза скважины – объекта интерпретации – рассчитываются меры сходства набора её геофизических

характеристик с наборами характеристик каждой из точек разреза скважины-эталона;

- запоминаются номера 5 точек разреза эталона, на которые данная точка разреза объекта интерпретации похожа в наибольшей степени, и соответствующие этим номерам значения мер сходства. Это даёт возможность построить пять разнонадёжных начальных версий литолого-стратиграфического описания разреза скважины-объекта интерпретации. При формировании начальных версий требование неубывания последовательности кодов, отражающих стратиграфическую принадлежность пород, не соблюдается. Поэтому каждая из версий может оказаться внутренне противоречивой.

- из 5 начальных версий путём соответствующим образом упорядоченного отбора наиболее надёжных (по коэффициентам корреляции) и не противоречащих одна другой литолого-стратиграфических идентификаций создаётся одно промежуточное описание разреза, в котором коды стратиграфической принадлежности по мере увеличения глубины по скважине нигде не убывают. Такое описание уже является внутренне непротиворечивым, но в общем случае содержит интервалы, для которых ни литологические составы пород, ни их стратиграфические идентификации не определены;

- следующий шаг работы алгоритма и программы – стратиграфическая идентификация указанных интервалов;

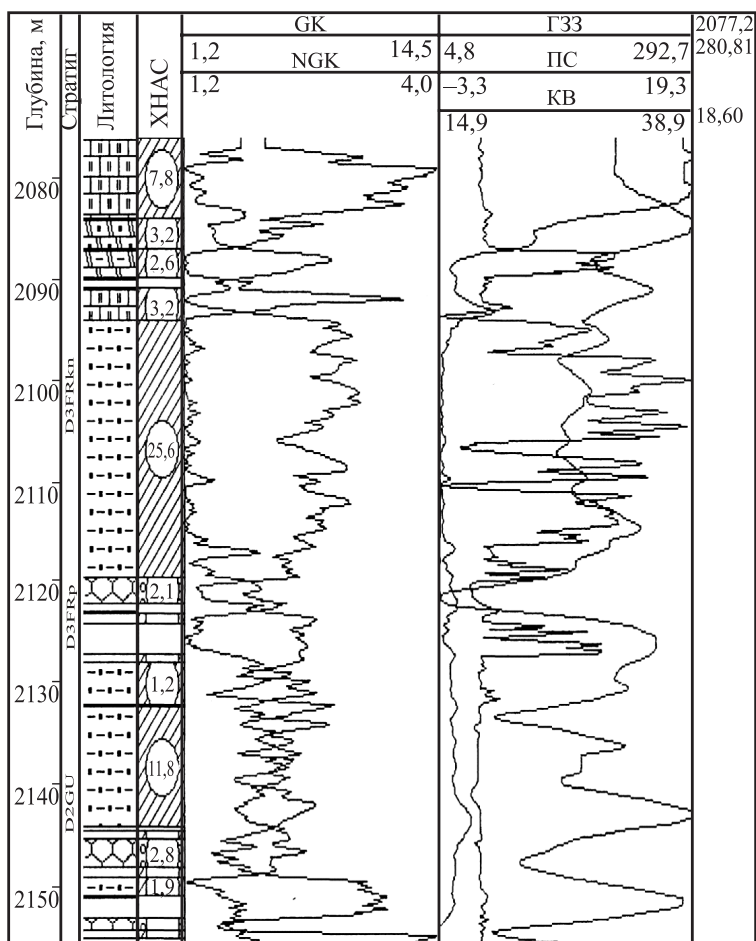
- заключительный этап – доопределение литологического состава и характера насыщения тех интервалов, для которых в пяти начальных версиях были получены недопустимые стратиграфические, но приемлемые (с учётом принятого стратиграфического расчленения разреза скважины-объекта интерпретации и заданного описанием скважины-эталона литологического состава стратиграфических подразделений) литологические идентификации.

Результаты литолого-стратиграфической интерпретации данных ГИС по скважине-объекту интерпретации, полученные на заключительном этапе, выдаются на печать в форме таблицы – перечня выделенных литологически (и по характеру насыщения) однородных, однозначно датированных слоёв (табл. 3) и изображения планшета ГИС и литолого-стратиграфической колонки на экране компьютера (рис. 107).

Таблица 3

Протокол результатов литолого-стратиграфической интерпретации
данных ГИС на ПЭВМ в системе KVNGIS
в автоматическом режиме
(Кустовское месторождение. Сква.211 – объект интерпретации.
Сква.214 – эталонная скважина)

Начал. глубина	Конечная глубина	Характеристика пород	Стратиграфическое подразделение
2076.0	2083.8	Известняк доломитистый	Кыновский горизонт
2083.8	2087.0	Алевритисто-карбонатная	Кыновский горизонт
2087.0	2089.6	Глинисто-карбонатная порода	Кыновский горизонт
2089.6	2090.0	Известняк доломитистый	Кыновский горизонт
2090.0	2090.6	Не выяснена	Кыновский горизонт
2090.6	2093.8	Известняк доломитистый	Кыновский горизонт
2093.8	2119.4	Глинисто-терригенная порода	Кыновский горизонт
2119.4	2121.8	Песчаник	Пашийский горизонт
2121.8	2122.6	Не выяснена	Пашийский горизонт
2122.6	2122.8	Песчаник алевритистый	Пашийский горизонт
2122.8	2124.0	Аргиллит	Пашийский горизонт
2124.0	2127.0	Не выяснена	Пашийский горизонт
2127.0	2127.6	Аргиллит	Пашийский горизонт
2127.6	2131.8	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2131.8	2132.2	Песчаник известковистый	Живетский ярус
2132.2	2144.0	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2144.0	2144.4	Песчаник	Живетский ярус
2144.4	2145.2	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2145.2	2148.0	Песчаник	Живетский ярус
2148.0	2148.8	Аргиллит	Живетский ярус
2148.8	2150.6	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2150.6	2150.8	Аргиллит алевритистый	Живетский ярус
2150.8	2153.0	Не выяснена	Живетский ярус
2153.0	2153.2	Песчаник	Живетский ярус
2153.2	2154.0	Алевролит	Живетский ярус
2154.0	2155.0	Алевролит глинистый	Живетский ярус
2155.0	2158.0	Глинисто-терригенная порода	Вендский комплекс протероз.
2158.0	2158.4	Алевритисто-терригенная пор.	Вендский комплекс протероз.
2158.4	2160.0	Глинисто-терригенная порода	Вендский комплекс протероз.



КУСТОВСКОЕ Скважина 211

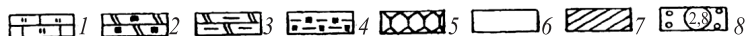


Рис. 107. Пример графического представления планшета ГИС и результатов интерпретации скважины 211 Кустовского месторождения на экране компьютера, выполненных в системе KVNGIS в автоматическом режиме: 1 – известняк доломитистый, 2 – алевроитисто-карбонатная порода, 3 – глинисто-карбонатная порода, 4 – алевролит глинистый, 5 – песчаник, 6 – неидентифицированная порода, 7 – плотная порода (неколлектор), 8 – коллектор водонасыщенный

Для каждого слоя указываются глубины залегания его кровли и подошвы, наименование развитых в нём пород, при необходимости с определением характера насыщения, название стратиграфического подразделения, к которому слой отнесён. Глубины рассчитываются с учётом заданных в качестве входной информации сведений о шаге дискретизации диаграмм ГИС, о глубине, к которой относятся начальные точки диаграмм. Тексты, отражающие состав и характер насыщения пород, их стратиграфическую принадлежность, берутся из упоминавшихся выше словарей.

16.4.3. Сервисные программы для построения геологических моделей

Создание современных информационно-вычислительных и автоматизированных систем предполагает наличие достаточного количества технических средств, математического и программного обеспечения процессов сбора, хранения, передачи и обработки геолого-геофизической и промысловой информации. В настоящее время большое внимание уделяется решению отдельных геологических задач, связанных с построением и графическим оформлением планшетов ГИС, корреляционных схем и геологических профилей. Наиболее известными и используемыми сервисными разработками являются программные комплексы ИНГИС, BASEGIS, LEXX и SOLVER.

Программный комплекс ИНГИС. Интерактивная система обработки материалов геофизических исследований скважин (ИНГИС) разработана в ЦГЭ МНГП и предназначена в основном для проведения обработки данных ГИС совместно с геолого-промысловыми данными как по одной скважине, так и по группе скважин. Определяющей частью программного комплекса ИНГИС является обработка данных по отдельной скважине и получение окончательного заключения.

Система ИНГИС содержит базу данных, состоящую из файлов собственно данных (кривые ГИС, оцифрованные с постоянным шагом квантования; информация о приборах, которыми производились исследования в скважине; палетки универсальные) и файлов с описаниями макетов экранов для графических изображений

и графов обработки данных. Обработка производится в интерактивном режиме. Диалог (текстовый или графический) осуществляется в ходе работы программы, во время которого формируется файл протокола обработки различной степени детальности.

Кривые ГИС представляют собой числовые массивы результатов геофизических измерений в скважине и результатов обработки в системе ИНГИС. В таблицах задается информация, описывающая условия измерения, типы приборов и их аппаратурные коэффициенты. В общем случае поисковыми признаками данных являются код или название месторождения, номер скважины, название метода ГИС и границы интервала обработки.

Пакет прикладных программ системы ИНГИС обеспечивает обработку геолого-геофизической информации. В пакет входят программы по определению параметров коллекторских свойств, вероятной продуктивности коллектора и абсолютных отметок глубин залегания выделенных пластов. Основной целью обработки кривых ГИС в системе ИНГИС является получение окончательного заключения по отдельной скважине в виде таблицы, которое содержит выделенные пласты-коллекторы и рассчитанные для них параметры.

Основой для определения подсчетных параметров служат петрофизические зависимости. Этот этап обработки включает вычисление массивов двойных разностных параметров, расчет коэффициента глинистости и пористости. Также применяется методика подсчета количественных параметров по петрофизическим зависимостям, рассчитанным для конкретных месторождений.

Система обработки каротажной информации по системе ИНГИС ориентирована на попластовую обработку каротажных данных. Переход от поточечных данных к попластовому варианту осуществляется в два этапа. Итогом этого этапа цифрового преобразования является создание двух массивов данных для каждого метода, содержащих значения отсчетов и глубин залегания подошв выделенных пластов. Полученные массивы сопоставляются и производится взаимная увязка диаграмм ГИС. На выходе получают цифровой массив значений отметок подошв пластов, общих для всех методов по объекту, и массив значений параметров, вычисленных по разным видам каротажа. Полученные массивы являются информационной основой для выделения пластов коллекторов

на основании предельных значений коэффициентов глинистости и пористости, вычисленных отдельно для терригенной и карбонатной части разреза и в конечном счете – для определения подсчетных параметров. Полученные таким образом пласты служат основой для выдачи табличного заключения.

Программный комплекс BASEGIS. Разработан в ООО «Лукойл-Пермь» и предназначен для построения планшетов ГИС и корреляционных схем. Сведения для этих построений содержатся в локальных базах данных: промысловых скважинных исследований; стратиграфических разбивок по скважинам; результатов интерпретации оцифрованных диаграмм ГИС; данных по исследованию керна и испытанию скважин. Информация по локальным базам хранится на сервере.

Предназначен для построения планшетов ГИС и корреляционных схем. Для вывода планшета кривых ГИС на экран монитора выбирают месторождение, скважину, интервал и кривые ГИС. Планшет ГИС может состоять из 16 постоянных колонок (система, отдел, ярус, надгоризонт, горизонт, продуктивный пласт, литология, эффективная толщина, глубина, нефтегазопоявление, пористость, проницаемость и нефтенасыщенность по керну, пористость и нефтенасыщенность по ГИС, заключение по БКЗ) и произвольного числа переменных колонок с диаграммами ГИС.

В каждой переменной колонке (поле) можно разместить от 1 до 3 каротажных кривых. Методы ГИС выбираются из числа геофизических методов, по которым хранятся оцифрованные каротажные диаграммы в локальных базах данных. В поле с диаграммами РК (кривые ГК и НГК/ННКт) помещают данные о типе аппаратуры, постоянной времени интегрирующей ячейки τ , скорости движения прибора V , активности источника изотопов Q_n , коэффициентах перехода от мкр/час и у.е. к имп/мин. В первом поле (с кривыми РК или ПС, M_2 , KB) указывается интервал перфорации (кровля и подошва в абсолютных отметках) и технологические параметры – приток нефти, воды, диаметр штуцера и т.д. Сформированный планшет ГИС в графическом виде получают в виде твердой копии на принтере или графопостроителе/плоттере.

Входной информацией при построении корреляционных схем являются результаты оцифровки данных каротажа, заключения

по результатам исследований скважин, сведения по интерпретации данных ГИС, стратиграфические разбивки по скважинам, результаты исследований керна и скважинных испытаний.

При выборе скважин, участвующих в построении корреляционных схем, получают справку по каждому конкретному геологическому объекту (месторождению, скважине, кривой ГИС). Для схемы корреляции можно выбрать диаграммы ГИС из разных скважин и даже из разных месторождений. Количество скважин для схемы не ограничено.

Полученные корреляционные схемы дают возможность более точно устанавливать последовательность залегания пород, выделять в разрезах различных скважин одноименные пласты, следить за изменением их мощности, а также литологического состава в различных направлениях. Полученные данные позволяют также составить более детальные геологические профили, структурные карты и подробнее изучить продуктивные горизонты.

Процессор геофизических кривых (LEXX). Эта программа представляет собой процессор каротажных кривых и предназначена для редактирования и различных функциональных преобразований геофизических кривых, хранящихся в файлах формата LAS. Программа создана для геофизиков-интерпретаторов и позволяет в несколько раз ускорить процесс редактирования и обработки геофизических кривых.

Возможности программы. Программа позволяет загружать, просматривать, редактировать и сохранять кривые ГИС. Формат загружаемых файлов – LAS, максимальное число загружаемых кривых – 100, максимальный загружаемый интервал при шаге 0,20 м – 20000 м.

У диаграмм ГИС можно изменять вертикальный и горизонтальный масштабы и уравнивать их. Предусмотрены следующие операции с кривыми ГИС: изменение шага квантования; выбор цвета кривых; изменение имен кривых; перемещение, группировка и сортировка кривых.

На кривых ГИС можно выделять какие-либо интервалы определенным цветом и устанавливать их границы, а также растягивать кривые и создавать ступенчатые кривые интервальных значений.

Все имеющиеся кривые ГИС можно заранее просмотреть на карте данных, которая представляет собой «взгляд сверху» на весь загруженный интервал и бывает особенно полезна при загрузке нескольких файлов с кривыми, лежащими в разных интервалах глубин.

Программа LEXX имеет встроенный визуальный редактор планшетов, предназначенный для быстрого формирования и печати планшетов. Планшеты формируются интерактивно. Планшет имеет общее название, колонки с диаграммами ГИС, колонку литологии, колонку глубин и другие сведения. Редактор планшетов позволяет печатать планшеты на цветных и монохромных принтерах и ЭСПУ.

Программный комплекс SOLVER. Программный комплекс **Solver** (полное название – GeoOffice Solver99) разработан в ВНИГИК (г. Тверь) и предназначен для формирования таблицы данных; преобразования данных с использованием языка программирования ETL; построения и анализа двух- и трехмерных графиков; построения и анализа распределений; оценки статистических гипотез; аппроксимации статистических зависимостей и построения геофизических планшетов.

Solver представляет пользователю семь основных окон для решения следующих задач: 1) электронная таблица, 2) интерпретатор ETL, 3) статистический график, 4) распределения, 5) построение зависимостей, 6) трехмерный график и 6) геофизические планшеты.

Геофизические планшеты предназначены для визуализации стратиграфических колонок, литологического расчленения, коротажных кривых, пластовых отсчетов, результатов классификации, выноса керна, результатов лабораторных исследований керна, результатов испытаний, текстовых комментариев; нормализации и калибровки данных ГИС; увязки данных ГИС по глубине; печати геофизических планшетов на рулонных и страничных устройствах.

Для оформления планшета можно использовать шесть разных шрифтов для: шкалы глубин, названия полей, имен объектов, шкал объектов, текстов в поле, штампа и легенды. Различным частям планшета можно задать различный фоновый цвет. На планшете может быть отображено произвольное количество стратиграфических колонок. Стратиграфическая информация задается в специальном окне. Стратиграфические колонки располагаются слева от колонки глубин. Ширина полей задается в миллиметрах, единая для всех колонок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты промыслово-геофизических исследований скважин представляют собой уникальную непрерывную информацию о геологическом строении залежей нефти и газа и о их состоянии в процессе эксплуатации.

Геофизические исследования скважин выполняются в большинстве скважин и являются неотъемлемым этапом геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений. Для получения разносторонней информации о геологическом строении недр комплексная интерпретация данных ГИС должна охватывать разрезы всех скважин и каждую из них от устья до забоя.

В настоящей работе показаны большие возможности материалов ГИС при решении многих геологических задач и, в частности при литолого-стратиграфическом расчленении разрезов скважин и межскважинной корреляции с использованием петрофизической и промыслово-геологической информации. Геофизические методы также весьма эффективны при построении модели залежи, количественной оценке параметров продуктивных пластов и получении петрофизических зависимостей для подсчета запасов углеводородного сырья, при контроле за состоянием залежи в процессе разработки и техническим состоянием скважин. Интерпретация материалов ГИС – это творческий процесс, глубина которого зависит от объема фактических сведений об изучаемом геологическом объекте. Внедрение в практику работы интерпретатора ЭВМ и персональных компьютеров позволяет использовать системы автоматизированной обработки данных ГИС.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Коллекторские свойства горных пород. Пористость
2. Коллекторские свойства горных пород. Проницаемость.
3. Водно- и нефтегазонасыщенность горных пород.
4. Глинистость и плотность горных пород.
5. Электрические свойства горных пород.
6. Естественная и искусственная радиоактивность горных пород.
7. Упругие свойства горных пород.
8. Магнитные и тепловые свойства горных пород.
9. Значение геофизических методов при изучении разрезов скважин.
10. Электрометоды. Основы теории потенциала электрического поля.
11. Электропроводность и удельное электрическое сопротивление пластов горных пород.
12. Характеристика скважины как объекта промыслово-геофизических исследований.
13. Определение удельного сопротивления пластов горных пород.
14. Микрокаротаж микрозондирование (МЗ). МГЗ и МПЗ.
15. Экранированные зонды. Боковой и микробоковой каротаж (БК и МБК).
16. Индукционный каротаж (ИК).
17. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).
18. Гамма-каротаж (ГК).
19. Плотностной гамма-каротаж (ГГК).
20. Нейтронный гамма-каротаж (НГК) и его модификации.
21. Импульсный нейтронный каротаж и его модификации.
22. Акустический каротаж (АК) и решаемые им задачи.
23. Газовый и механический каротаж.
24. Информативность методов ГИС.
25. Геологическая интерпретация материалов ГИС.
26. Распознавание литологического состава горных пород по данным ГИС.
27. Составление геолого-геофизического разреза по одной скважине.
28. Межскважинная корреляция по промыслово-геофизическим данным.

29. Использование интегральных кривых ГИС при корреляции разрезов скважин. Выделение реперов и маркирующих горизонтов.
30. Оперативная интерпретация данных ГИС.
31. Сводная интерпретация данных ГИС и подсчет запасов нефти и газа.
32. Комплексная интерпретация материалов ГИС.
33. Выделение пластов-коллекторов по данным ГИС.
34. Оценка характера насыщения коллекторов.
35. Установление ВНК и ГЖК.
36. Определение пористости терригенных пород по данным ГИС.
37. Определение пористости карбонатных пород по данным ГИС.
38. Определение глинистости пород по диаграммам ГИС.
39. Определение нефтенасыщенности коллекторов методами ГИС.
40. Решение геологических задач по данным ГИС на ЭВМ и персональных компьютерах.
41. Контроль технического состояния скважин методами ГИС.
42. Определение искривления скважин.
43. Измерение диаметра и профиля скважин.
44. Определение уровня цемента по данным термометрии.
45. Определение качества цементирования скважин с помощью радиоактивных и акустических методов.
46. Определение мест притока жидкости в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости электрическими и термическими методами.
47. Контроль технического состояния обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб.
48. Промыслово-геофизическое оборудование.
49. Спускоподъемное оборудование. Каротажные станции и подъемники.
50. Перфорация скважины и отбор образцов керна
51. Геофизические методы контроля разработки нефтегазовых залежей.
52. Определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности пластов.
53. Контроль за обводнением скважин и за изменениями ВНК и ГЖК.
54. Изучение эксплуатационных характеристик продуктивных пластов.
55. Расходомерия скважин.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Задачи изучения дисциплины — ознакомление студентов с научными основами интерпретации данных ГИС и практическое освоение ими приемов обработки промыслово-геофизических материалов для решения геологических задач, возникающих при подсчете запасов нефти и газа и в процессе разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Программа по курсу «Промысловая геофизика» составлена в соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования геологического профиля.

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Общие положения. Лабораторные работы по дисциплине «Промысловая геофизика» в соответствии с учебным планом выполняются студентами с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач на основе комплексной интерпретации данных ГИС [2, 16, 19].

Тематика и содержание лабораторных работ. При выполнении лабораторных работ студенты должны самостоятельно провести комплексную (качественную и количественную) обработку коротажных диаграмм, отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований:

1. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС, выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения.
2. Определение коэффициентов пористости K_p пластов-коллекторов терригенных и карбонатных отложений по данным ГИС.
3. Определение коэффициента нефтенасыщенности K_n с использованием палеток $P_p = f(K_p)$ и $P_n = f(K_{o.v})$.

Материалы для лабораторных работ. Для выполнения работы необходимо иметь следующие диаграммы ГИС по продуктивной части разреза:

- 1) стандартной электрометрии (КС, ПС);
- 2) бокового электрического зондирования (БКЗ);
- 3) радиометрии (НГК, ГК, ГГК);
- 4) кавернограмму;
- 5) диаграммы микрозондов.

Желательно также использовать диаграммы бокового (БК), микробокового (МБК), акустического (АК) и индукционного (ИК) каротажа и другие, если регистрация перечисленных диаграмм проводится на данном месторождении. Для выполнения лабораторных работ в качестве материала используются также диаграммы ГИС, имеющиеся у студентов, или выдаваемый руководителем работ планшет диаграмм ГИС по конкретной скважине какого-либо нефтяного месторождения. По этим материалам устанавливается круг геологических задач, которые можно решить для данного типа разреза.

Руководитель представляет петрофизические зависимости в аналитическом виде и палетки $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ и $P_{\Pi} = f(K_{o,в})$:

$P_{\Pi} = 1500K_{\Pi}^{-1,544}$; $K_{o,в} = 104,6 P_{\Pi}^{-0,555}$; $K_{\Pi} = -32\Delta I\gamma^3 + 52,5\Delta I\gamma^2 - 45\Delta I\gamma + 24$ – зависимость для терригенных коллекторов;

$K_{\Pi} = -33,5 \lg \Delta I_{\Pi\gamma} - 0,81$ – зависимость для карбонатных коллекторов.

Оформление лабораторных работ. До начала выполнения работы проводится консультация с руководителем. Студенты должны усвоить информацию, полученную на лекционных и практических занятиях, а затем использовать приобретенные сведения для решения конкретных задач.

Лабораторные работы оформляются в виде таблиц сведений по интерпретации данных ГИС. Таблица выполняется в компьютерном варианте на одной стороне листа бумаги стандартного размера. Образец оформления таблицы прилагается.

ОБРАЗЕЦ ОФОРМЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ

Исполнитель: студент А.А. Петров (РНГМ-04-1)

Руководитель: доцент И.И. Иванов

Сведения по интерпретации пластов-коллекторов по данным ГИС

Скважина №155

Месторождение Батырбайское

$D_{\text{скв}} = 195 \text{ мм}$; $A_{\text{рот}} = 198,2 \text{ м}$; $\Delta L = 1,8 \text{ м}$; $\rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ДРСТ-3 (аппарат. коэффициент 0,2)

Терригенные отложения

Назва- ние пласта	Интервал коллекто- ра, м	Абс. отмет- ка, м	H, м	Хар-р на- сыщ.	$I_{\gamma}^{\text{пл}}$	I_{γ}^{min}	I_{γ}^{max}	ΔI_{γ}	$K_{\text{п}},$ %	$\rho_{\text{п}},$ Ом·м	$P_{\text{п}}$	$P_{\text{н}}$	$K_{\text{н}},$ %
					мкР/ч								
Тл	1400,0– 1402,8	1200,0– 1202,8	2,8	Н	1,8	1,2	11,2	0,06	21,5	250	14	397	96,0
Бб	1502,0– 1510,0	1302,0– 1310,0	8,0	Н	2,9			0,17	17,7	100	17	131	93,2
	1515,0– 1520,2	1315,0– 1320,2	5,2	В	2,7			0,15	18,3	–	–	–	–

Карбонатные отложения

Название пласта	Интервал коллектора, м	Абс. отметка, м	H, м	Хар-р насыщ.	$I_{\gamma}^{пл}$	I_{γ}^{min}	I_{γ}^{max}	$I_{n\gamma}^{min}$	$I_{n\gamma}^{max}$	$I_{n\gamma}^{пл}$	$\Delta I_{n\gamma}$	$K_{n\gamma}, \%$
					ИМП/мин							
Т	1600,0–1601,8	1400,0–1401,8	1,8	Н	1200	1200	11200	4000	10000	6500	0,56	7,8
	1604,0–1605,0	1404,0–1405,0	1,0							5600	0,45	10,9
	1610,0–1611,2	1410,0–1411,2	1,2							6000	0,50	9,4

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. М.: Недра, 1978. – 318 с.
2. Геофизические исследования скважин: метод. указания к лабораторным занятиям и выполнению контрольной работы для студ. Спец. 0805 «Геология нефти и газа» / Сост. В. Н. Косков; Перм. гос.техн. ун-т. – Пермь, 2006. – 32 с.
3. Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа. / Б. Ю. Вендельштейн [и др.] – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. / Л. И. Померанц [и др.] / М.: Недра, 1981. – 376 с.
5. Горбачев Ю. И. Геофизические исследования скважин. М.: Недра, 1990. – 398 с.
6. Гудков Е. П. Геофизические параметры как носители информации об эксплуатационных особенностях продуктивных пластов и добывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений / Е. П. Гудков, В. Н. Косков, Б. В. Косков. – М., 2003. – Вып. 10. – С. 42–43
7. Гудков Е. П. Основные принципы системно-структурного анализа, его сущность, цели и задачи в приложении к процессам нефтеизвлечения / Е. П. Гудков, В. Н. Косков, Б. В. Косков. // Наука производству: сб. ст. Вып. 5; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2003. – С. 40–44.
8. Добрынин В. М. Промысловая геофизика / В. М. Добрынин [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 342 с.
9. Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966. – 387 с.
10. Дьяконов Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. М.: Недра, 1984. – 432 с.
11. Дьяконова Т. Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин / Т. Ф. Дьяконова. – М.: Недра, 1991. – 220 с.: ил.

12. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1995. – 422 с.
13. Итенберг С. С. Геофизические исследования в скважинах: учеб. для вузов / С. С. Итенберг, Т. Д. Дахкильгов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
14. Итенберг С. С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С. С. Итенберг, Г. А. Шнурман. – М.: Недра, 1984. – 256 с.
15. Кобранова В. Н. Петрофизика / В. Н. Кобранова. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
16. Косков В. Н. Геофизические исследования скважин: учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2005. – 122 с.
17. Косков В. Н. Геофизические исследования скважин (измерения, обработка, интерпретация): учеб. пособие / В. Н. Косков; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2006. – 148 с.
18. Косков В. Н. Основы машинной интерпретации данных геофизических исследований нефтегазовых скважин / В. Н. Косков; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 1995. – 132 с.
19. Косков В. Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
20. Кузнецов Г. С. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев, Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
21. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика / В. Д. Лысенко. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
22. Мухер А. А. Геофизические и прямые методы исследования скважин / А. А. Мухер, А. Ф. Шакиров. – М.: Недра, 1981. – 295 с.
23. Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами / Б. М. Орлинский. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
24. Петров Л. П. Практикум по общему курсу геофизических исследований скважин: учеб. пособие для вузов / Л. П. Петров, В. Н. Широков, А. Н. Африкян. – М.: Недра, 1977. – 134 с.

25. Петросян Л. Г. Геофизические исследования в скважинах, укрепленных трубами, при изучении разрезов нефтегазовых месторождений / Л. Г. Петросян. – М.: Недра, 1988. – 476 с.

26. Померанц Л. И. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследований скважин / Л. И. Померанц, Д. В. Белоконь, В. Ф. Козяр. – М.: Недра, 1985. – 271 с.

27. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А. А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

28. Хуснуллин М. Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М. Х. Хуснуллин. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список аббревиатур и основных обозначений	3
Введение	5
Часть I	
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ	10
Глава 1	
Электрические свойства горных пород	
и электрические методы ГИС	11
1.1. Электрические свойства горных пород	11
1.1.1. Удельное сопротивление неглинистых пород.....	13
1.1.2. Удельное сопротивление глинистых пород	14
1.1.3. Удельное сопротивление пород с трещинной и каверновой пористостью.....	14
1.1.4. Электрохимическая активность горных пород	15
1.2. Электрометоды исследования скважин	15
1.2.1. Потенциал электрического поля.....	16
1.2.2. Электропроводность, удельное электрическое сопротивление и характеристика объекта исследования	24
1.2.3. Определение границ и толщин пластов потенциал- и градиент-зондами	28
1.2.4. Определение удельного сопротивления пластов горных пород с помощью палеток БКЗ	33
1.2.5. Метод микрозондов (микрокаротаж)	40
1.2.6. Диаграммы экранированных зондов.....	44
1.2.7. Индукционный каротаж	51
1.2.8. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)	56
1.2.9. Прочие электрометоды и комплексирование методов определения удельного сопротивления	60
Глава 2	
Радиоактивность горных пород и радиоактивные	
методы каротажа	61
2.1. Радиоактивность горных пород.....	61
2.1.1. Естественная радиоактивность горных пород	61
2.1.2. Искусственная радиоактивность горных пород.....	62
2.2. Радиоактивный каротаж	64

2.2.1. Гамма-каротаж (ГК).....	65
2.2.2. Плотностной гамма-каротаж (ГГК).....	68
2.2.3. Нейтронный гамма-каротаж (НГК) и его модификации	72
2.2.4. Импульсный нейтронный каротаж.....	76
2.3. Другие радиоактивные методы.....	79
Глава 3	
Упругие свойства горных пород и акустические методы	
исследования скважин	80
3.1. Упругие свойства горных пород.....	80
3.2. Акустический каротаж	84
Глава 4	
Другие виды геофизического исследования скважин	95
4.1. Тепловые свойства горных пород и измерение температуры по стволу скважины	95
4.1.1. Тепловые свойства горных пород	95
4.1.2. Термометрия скважин	96
4.2. Магнитные свойства горных пород. Магнитный и ядерно-магнитный каротаж	98
4.2.1. Магнитные свойства горных пород.....	98
4.2.2. Магнитный и ядерно-магнитный каротаж.....	99
4.3. Газовый и механический каротаж	105
4.3.1. Газовый каротаж	106
4.3.2. Механический каротаж.....	108
ЧАСТЬ II	
ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН,	
СПЕЦИАЛЬНЫЕ СКВАЖИННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	
И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
Глава 5	
Технология измерений и обработка результатов ГИС	
при оценке технического состояния скважин	113
5.1. Особенности проведения ГИС в эксплуатационных и нагнетательных скважинах	114
5.2. Определение искривления скважин	118
5.3. Измерение диаметра и профиля ствола скважины	122
5.4. Пластовая наклонотрия. Определение элементов залегания пластов	126

Глава 6	
Контроль качества цементирования скважин	128
6.1. Термометрия для контроля цементирования	129
6.2. Метод радиоактивных изотопов	130
6.3. Метод рассеянного гамма-излучения	130
6.4. Метод акустического каротажа	134
Глава 7.	
Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости	139
7.1. Электрический метод	140
7.2. Термический метод	142
7.3. Радиоактивный метод	143
Глава 8	
Контроль технического состояния обсадных колонн, бурильных и насосно-компрессорных труб	144
8.1. Установление местоположения муфтовых соединений колонн	144
8.2. Выявление дефектов обсадных колонн, участков перфорации и интервалов разрывов колонн	145
8.3. Установление внутреннего диаметра и толщины осадных колонн	147
8.4. Определение мест прихвата инструмента и металла в скважине	149
Глава 9	
Решение специальных задач исследования скважин методами ГИС	151
9.1. Контроль за установкой глубинного оборудования	151
9.2. Исследование состава и уровня жидкости в колонне	153
9.3. Выявление парафиновых и солевых отложений	155
Глава 10	
Специальные скважинные исследования и промыслово-геофизическое оборудование	156
10.1. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин в открытом стволе	156
10.2. Промыслово-геофизическое оборудование	158

ЧАСТЬ III	
КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	164
Глава 11.	
Исследование процесса вытеснения нефти и газа при заводнении коллекторов	167
11.1. Исследование характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК.....	169
11.2. Контроль за изменением ВНК и ГЖК.....	170
11.3. Выделение обводненных продуктивных пластов	172
11.4. Определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности	175
Глава 12.	
Изучение эксплуатационных характеристик продуктивных пластов	177
12.1. Расходомерия скважин	177
12.2. Определение отдающих и поглощающих интервалов пласта и получение их профиля притока или приемистости	179
12.3. Исследование притока и поглощения жидкости и газа в эксплуатационных и нагнетательных скважинах	182
12.4. Определение пластового давления.....	183
12.5. Определения состава флюидов в стволе скважины	185
Глава 13.....	188
Контроль процессов интенсификации притока и приемистости пласта.....	188
13.1. Контроль процесса соляно-кислотной обработки.....	189
13.2. Тепловые методы воздействия на пласт	190
13.3. Установление зон гидроразрыва.....	191
Глава 14.	
Системный анализ процесса нефтеизвлечения и прогнозирование гидродинамических параметров.....	192
14.1. Структурная модель процесса нефтеизвлечения	193
14.2. Прогнозирование гидродинамических параметров нефтяных залежей по данным ГИС.....	204

ЧАСТЬ IV

ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС

ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

И ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ208

Глава 15

Геологическая интерпретация материалов ГИС208

15.1. Распознавание литологического состава пластов

горных пород по данным ГИС.....211

15.2. Составление геолого-геофизического разреза

одной скважины и межскважинная корреляция217

15.3. Оперативная и сводная интерпретация данных ГИС221

Глава 16

Комплексная интерпретация материалов ГИС225

16.1. Выделение нефтегазоносных коллекторов и определение их эффективной мощности и характера насыщения226

16.2. Установление водонефтяного и газожидкостного

контактов231

16.3. Определение пористости и нефтенасыщенности

коллекторов по данным ГИС232

16.3.1. Определение пористости пластов-коллекторов232

16.3.2. Определение нефтенасыщенности коллекторов236

16.4. Решение геологических задач при машинной обработке

данных ГИС.....239

16.4.1. Цели и задачи использования ЭВМ при интерпретации

данных ГИС.....239

16.4.2. Перспективы объединения задач литологической

идентификации и стратиграфической индексации

разрезов скважин по данным ГИС252

16.4.3. Сервисные программы для построения

геологических моделей260

Заключение.....265

Вопросы для самопроверки266

Рекомендации по выполнению лабораторных работ268

Библиографический список271

Учебное издание

Косков Владимир Николаевич

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Учебное пособие

Редактор, корректор *И. А. Мангасарова*

Подписано в печать 15.09.08. Формат 60×90/16.
Усл.печ.л. 17,5. Тираж 100 экз. Заказ № 203/2008.

Издательство
Пермского государственного технического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, к. 113.
Тел.: (342) 219-80-33.