ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

СПРАВОЧНИК ГЕОФИЗИКА

Под редакцией доктора технических наук
В. М. ЗАПОРОЖЦА

МОСКВА «НЕДРА» 1983

УДК 550.832(03)

Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика/Под ред. В. М. Запорожца. — М.: Недра, 1983 с. 591.

Справочник является самостоятельным томом серии «Справочник геофизика». Первый справочник этой серии «Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика)» вышел в свет в 1976 г. За ним последовали справочники: «Разведочная ядерная геофизика» в 1977 г., «Скважинная ядерная геофизика» в 1978 г., «Электроразведка» в 1980 г., «Магниторазведка» в 1980 г., «Сейсморазведка» в 1981 г., «Гравиразведка» в 1981 г. и «Вычислительные математика и техника в разведочной геофизике» в 1982 г.

Данный справочник содержит материалы по всем методам исследования скважин — электрическим, радиоактивным, акустическому, газовому, механическому и др. По каждому методу даны теория, аппаратура и оборудование, методика работ, обработка и интерпретация результатов наблюдений. Рассмотрено применение методов для расчленения и корреляции разрезов скважин, поисков и разведки нефти, газа, твердых и других полезных ископаемых, для решения задач гидрогеологии и инженерной геологии, для контроля за техническим состоянием скважин.

Справочник предназначен для геофизиков и геологов производственных и научных организаций. Он может быть полезен преподавателям и студентам геологоразведочных и нефтяных вузов.

Табл. 275, ил. 340, список лит. 123 назв.

Редакционная коллегия: член-кор. АН СССР *В. В. Федынский* (гл. редактор), д-р техн. наук *И. И. Гурвич*, д-р физ.-матем. наук *В. И. Дмитриев*, д-р геол.-минер. наук *Н. Б. Дортман*, д-р техн. наук *В. М. Запорожец*, д-р геол.-минер. наук *Н. Я Кунин*, д-р техн. наук *Е. А. Мудрецова*, *В. Е. Никитский*, канд. техн. наук *В. П. Номоконов*, д-р физ.-матем. наук *А. Г. Тархов*, *Н. П. Добрынина*, *Е. Г. Першина*.

Г $\frac{1904050000-196}{043\,(01)-83}$ 119—82

© Издательство «Недра», 1983

ПРЕДИСЛОВИЕ

Существенной составной частью геофизических исследований в скважинах (ГИС) являются ядерные методы. Во избежание дублирования, они изложены в отдельном томе «Скважинная ядерная геофизика», входящем в серию «Справочник геофизика». Указанный том вместе с данным полностью охватывают вопросы применения геофизических методов в исследовании буровых скважин, а вместе со справочником «Разведочная ядерная геофизика» той же серии — вопросы ядерной прикладной геофизики. Выпуск серии справочников делает их менее громоздкими и создает определенные удобства для читателя, который получает возможность ограничить справочный материал кругом своих специальных интересов.

ШИФРЫ МЕТОДОВ ГИС И ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

В табл. 1 даются шифры методов геофизических исследований, выполняемых в буровых скважинах. Шифры соответствуют ГОСТ 22609—77 «Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения». В них используются сокращения, образованные начальными буквами термина (например, ЭК — электрический каротаж). Шифры ядерных методов соответствуют использованным в справочнике «Скважинная ядерная геофизика». При их построении соблюдена следующая система. Буквы шифра (справа налево) обозначают: первая — применение метода (К — каротаж); вторая и третья — регистрируемое и облучающее излучения (Н — нейтронное, Г — гамма-квантов и т. д.); четвертая — вид метода (И — импульсный, П — плотностной и т. д.).

Основные обозначения, используемые в справочнике, приведены в табл. 2, а основные сокращения терминов — в табл. 3.

Таблица 1

Шифры методов ГИС

Метод	Модификация метода	Название
ЭК		Электрический каротаж
	КС	Каротаж сопротивления
	$КС_г$	КС градиент-зондом
	$КС_п$	КС потенциал-зондом
	БКЗ	Боковое каротажное зондирование
	БК	Боковой каротаж
	БК-3	Трехэлектродный БК
	$БК_б$	БК большим зондом
	$БК_м$	БК малым зондом
	МК	Микрокаротаж
	БМК	Боковой МК
	ТК	Токовый каротаж
	БТК	Боковой ТК
	СК	Каротаж скользящими контактами
	ЭМК	Электромагнитный каротаж
	ИК	Индукционный каротаж
	ДК	Диэлектрический каротаж
	ВДК	Волновой ДК
	ИДК	Индукционный ДК
	ПС	Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
	ППС	То же, с изменением минерализации промывочной жидкости
	ГПС	Каротаж градиента ПС
	ВП	Каротаж потенциалов вызванной поляризации
	ЭП	Каротаж электродных потенциалов
АК		Акустический каротаж
	ВК	Каротаж методом регистрации волновых картин
	ФКД	Каротаж методом регистрации фазокорреляционных диаграмм
КМ		Магнитный каротаж
	КМВ	Каротаж магнитной восприимчивости
РК		Радиоактивный каротаж
	ГК	Гамма-каротаж

Продолжение табл. 1

Продолжение табл. 1

Метод	Модификация метода	Название
РК	СГК	Спектральный ГК
	ГГК	Гамма-гамма-каротаж
	ПГГК	Плотностной ГГК
	СГГК	Спектральный ГГК
	ZГГК	Селективный ГГК
	ФГГК	Флюидометрический ГГК
	ГНК	Гамма-нейтронный каротаж
	НК	Нейтронный каротаж (обобщение)
	НГК	Нейтронный гамма-каротаж
	АНГК	Активационный НГК
	БАНГК	АНГК по быстрым нейтронам
	ТАНГК	АНГК по тепловым нейтронам
	ИНГК	Импульсный НГК
	МНГК	Многозондовый НГК
	СНГК	Спектральный НГК
	ННК	Нейтрон-нейтронный каротаж
	НННК	ННК по надтепловым нейтронам
	ТННК	ННК по тепловым нейтронам
	ИННК	Импульсный ННК
	РРК	Рентгенорадиометрический каротаж
	ЯМК	Ядерный магнитный каротаж
Кав.		Кавернометрия скважин
Рез.		Резистивиметрия скважин
Тер.		Термометрия скважин
Инк.		Инклинометрия скважин
Нак.		Измерения пластовым наклономером
Рас.		Расходометрия
Рас.-с		Расходометрия при стационарном режиме фильтрации
Рас.-нс		Расходометрия наблюдательных скважин
ФК		Фотокаротаж
ДФК		Дефектометрический каротаж
ИМ		Каротаж по методу прослеживания индикаторов
ЦМ		Цементометрия скважин

Таблица 2

Основные обозначения, принятые в справочнике

Обозначение	Наименование
A	Амплитуда; токовый электрод зонда; активность
a	Отсчет, значение, температуропроводность пород
α	Коэффициент затухания, поглощения, магнитный азимут
$\alpha_{пс}$	Снижение амплитуды ПС
b	Поверхностное натяжение
β	Коэффициент вытеснения
c	Скорость света, удельная теплоемкость
C	Электрическая емкость; концентрация
D	Диаметр зоны проникновения, оптическая плотность, склонение вектора магнитного поля Земли
d	Диаметр; номинальный диаметр скважины
$d_с$	Диаметр скважины
$d_з$	Диаметр зонда, заряда
δ	Плотность; относительная погрешность
$\delta_в$	Плотность воды
$\delta_г$	Плотность газа
$\delta_ж$	Плотность жидкости
$\delta_н$	Плотность нефти
$\delta_п$	Плотность породы
Δ	Разность
$\Delta_г$	Шаг квантования по глубине
Δf	Ширина спектра
$\Delta\varphi$	Угол сдвига фаз
Δl	Линейное смещение
Δp	Перепад давления
Δt	Интервальное время
E	Коэффициент разбавления газа в ПЖ; модуль Юнга; напряженность электрического поля; электродвижущая сила, энергия
$E_{ПС}$	Электродвижущая сила ПС
$E_д$	Диффузионный потенциал ПС
$E_{да}$	Диффузионно-адсорбционный потенциал ПС
$E_ф$	Фильтрационный потенциал ПС
ε	Диэлектрическая проницаемость; относительная деформация
Φ	Поток
F	Сила, число Фарадея
$F_г$	Остаточное кажущееся газосодержание
f	Функциональная зависимость частота колебаний
φ	Угол отклонения оси скважины от вертикали
Γ	Газопоказания; градиент температуры

Продолжение табл. 2

Обозначение	Наименование
G	Газовый фактор нефти, геометрический фактор; декремент затухания волны; модуль сдвига
g	Ускорение свободного падения
γ	Угол падения пласта
$\gamma_к$	Угол встречи пласта скважиной
H	Глубина, высота; напряженность магнитного поля
h	*Мощность; толщина*
$h_п$	Мощность пласта
$h_в$	Видимая мощность пласта
$h_{гк}$	Толщина глинистой корки
$h_т$	Толщина стенки трубы
$h_{эф}$	*Эффективная мощность*
ι	Сила тока, передаточное число
I	Интенсивность излучения, звука; наклонение вектора магнитного поля Земли; удельная акустическая мощность
$I_{ги}$	Интенсивность гамма-излучения
$I_{гк}$	Показание гамма-каротажа
$I_{нк}$	Показание нейтронного каротажа
J	Момент инерции, намагниченность
j	Плотность тока
K	Модуль всестороннего сжатия
$k_в$, $k_г$, $k_н$, $k_{нг}$	Коэффициенты водонасыщенности, газонасыщенности, нефтенасыщенности, нефтегазонасыщенности
$k_{гл}$	Объемная глинистость
$k_д$	Коэффициент диффузионного потенциала, суммарный коэффициент дегазации
$k_{да}$	Коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала
$k_к$	Коэффициент контрастности
$k_р$, $k_и$,	Коэффициенты передачи волн давления и смещения
$k_п$	Коэффициент пористости
$k_{пр}$	Коэффициент проницаемости
$k_{эа}$, $k_{эм}$, $k_{ма}$	Коэффициенты полезного действия электроакустический, электромеханический и механоакустический
$\varkappa$	Коэффициент теплопроводности; магнитная восприимчивость
$\varkappa_I$, $\varkappa_{II}$	Модули объемной и сдвиговой упругости
L	Длина зонда
l	Длина
λ	Азимут падения пласта; декремент затухания; длина волны; коэффициент анизотропии; удельная теплопроводность
M	Измерительный электрод зонда
m	Масса

Продолжение табл. 2

Обозначение	Наименование
μ	Магнитная проницаемость; вязкость
N	Измерительный электрод зонда; чувствительность; коэффициент размагничивания
n	Число; количество; масштаб
ν	Дирекционный угол
$\nu_{нг}$	Начальный градиент давления
$\eta_{гл}$	Относительная глинистость
$\eta_{нг}$	Коэффициент вытеснения нефти, газа
ω	Циклическая частота
$\omega_{нг}$	Объемная нефтегазонасыщенность
П	Показание; значение параметра
P	Относительное электрическое сопротивление
$P_н$	Коэффициент увеличения УЭС
p	Давление
Q	Дебит; добротность; количество тепла; удельная радиоактивность
q	Содержание; удельный тепловой поток
$q_п$	Адсорбционная способность породы
$q_{пр}$	Удельный коэффициент продуктивности
R	Универсальная газовая постоянная; электрическое сопротивление
r	Радиус
ρ	Удельное электрическое сопротивление (УЭС)
$\rho_к$	Кажущееся УЭС
$\rho_п$	УЭС пласта, породы
$\rho_с$	УЭС промывочной жидкости (скважины)
$\rho_ф$	УЭС фильтрата промывочной жидкости
$\rho_{вм}$	УЭС вмещающих пород
$\rho_{вп}$	УЭС водоносного пласта
$\rho_{гк}$	УЭС глинистой корки
$\rho_{зп}$	УЭС зоны проникновения
$\rho_{пв}$	УЭС пластовой воды
$\rho_{пз}$	УЭС промытой зоны
$\rho_{пр}$	Продольное УЭС
$\rho_{пп}$	Поперечное УЭС
$\rho_{тр}$	УЭС трещинной породы
$\rho_{тк}$	УЭС трещинно-кавернозной породы
S	Площадь; поверхность
$S_{уд}$	Удельная поверхность
σ	Удельная проводимость; абсолютная средняя квадратическая погрешность
$\sigma_к$	Кажущаяся удельная проводимость
$\sigma_п$	Коэффициент Пуассона; удельная проводимость пласта

Продолжение табл. 2

Обозначение	Наименование
$\sigma_с$	Удельная проводимость промывочной жидкости
$\sigma_{вм}$	Удельная проводимость вмещающих пород
$\sigma_{зп}$	Удельная проводимость зоны проникновения
$\sigma_{сж}$	Сопротивление сжатию
T	Температура; период колебаний; вектор напряженности магнитного поля
T_1	Продолжительность бурения 1 м скважины (величина, обратная скорости бурения)
t	Время
τ	Постоянная времени; время жизни нейтронов; длительность импульса; вязкость
θ	Угол падения пласта; угол смачивания; полярный угол
$\theta_к$	Кажущийся угол падения пласта
$У$	Коэффициент успокоения
U	Потенциал; электрическое напряжение
$U_{пс}$	Потенциал ПС
$\vec{U}$	Смещение частиц в звуковой волне
v	Скорость
$v_а$	Скорость акустической волны; подвижность аниона
$v_п$	Скорость горения пороха
$v_д$	Скорость детонационной волны
$v_к$	Скорость каротажа; подвижность катиона
$v_р$	Скорость продольной волны
V	Объем
w	Содержание водорода; влажность; удельный противодействующий момент
$w_п$	Содержание водорода в пласте, породе
Z	Волновое сопротивление; вертикальная составляющая вектора магнитного поля
z	Коэффициент сжимаемости газа
X, Y	Горизонтальные составляющие вектора магнитного поля
x, y, z	Координаты

Таблица 3

Сокращения основных терминов

Сокращение	Термин
АГКС	Автоматическая газо-каротажная станция
АКС	Автоматическая каротажная станция
ВВ	Взрывчатое вещество
ВНК	Водонефтяной контакт (в пласте)
ВНР	Водонефтяной раздел (в скважине)
ВП	Потенциал вызванной поляризации
ГВС	Газовоздушная смесь
ГЖК	Газожидкостный контакт (в пласте)
ГИ	Гамма-излучение
ГИС	Геофизические исследования в скважинах
ГНК	Газонефтяной контакт (в пласте)
ГС	Газовая смесь
ДС	Диаметр скважины
ЗП	Зона проникновения
ИСФ	Индекс свободного флюида
КВК	Каротаж — воздействие — каротаж
КС	Кажущееся УЭС
КУП	Кажущаяся удельная проводимость
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
ОПК	Опробователь пластов на кабеле
ОПТ	То, же на трубах
ПВА	Прострелочно-взрывной аппарат
ПВР	Прострелочно-взрывные работы в скважинах
ПЖ	Промывочная жидкость
ПЗ	Промытая зона; переходная зона
ПС	Потенциал самопроизвольной поляризации
РИ	Радиоактивный изотоп
УВ	Углеводородный газ
УЭС	Удельное электрическое сопротивление
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства
ФР	Фоторегистратор
ЭВМ	Электронная вычислительная машина
э. д. с.	Электродвижущая сила
ЭЛТ	Электронно-лучевая трубка
ЭП	Электродный потенциал
ЭСП	Электронный самопищущий потенциометр

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

К геофизическим исследованиям скважин относятся следующие операции:

а) каротаж—исследования в скважине с целью изучения геологического разреза и выявления полезных ископаемых [27];

б) контроль технического состояния скважин и разработки месторождений;

в) опробование пластов и отбор образцов пород в скважинах;

г) перфорация обсадных колонн и торпедирование в скважинах.

Геофизические исследования в скважинах называют также промысловой геофизикой (применительно к нефтяным и газовым скважинам), угольной скважинной геофизикой (применительно к углеразведочным скважинам) и рудной скважинной геофизикой (применительно к рудным скважинам).

Глава I
СВЕДЕНИЯ О ГОРНЫХ ПОРОДАХ И ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

§ 1. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Пористые проницаемые породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке, называют коллекторами. Ими являются в основном пески и песчаники (в том числе глинистые), алевролиты, пористые доломиты и известняки, конгломераты, трещинные и кавернозные породы (доломиты, известняки, мергели, сланцы). К непроницаемым породам относятся глины, аргиллиты, песчанистые глины и песчанистые аргиллиты, соли, гипсы, ангидриты, малопористые известняки и доломиты.

Качество коллектора определяется его фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), называемыми также коллекторскими: пористостью, проницаемостью, нефтегазонасыщенностью, глинистостью и др.

Пористость горной породы — наличие в ней пустот (пор). Пористость характеризуется коэффициентом пористости $k_п$ — отношением суммарного объема пор к объему породы. Различают следующие виды пористости [115]:

а) общую (физическую, абсолютную), определяемую общим объемом пор в породе (коэффициентом $k_п$):

б) открытую, образованную поровыми каналами, сообщающимися между собой, и характеризуемую коэффициентом открытой пористости $k_{по}$;

в) эффективную, отражающую объем пор, способный вместить нефть и газ, определяемую коэффициентом $k_{п.эф}$.

Пористость нефтесодержащих пород достигает 40 %.

В лабораторных условиях общая пористость определяется пикнометрическим способом, открытая пористость — методом насыщения образцов жидкостью под вакуумом. Абсолютная погрешность оценки в обоих случаях не превышает 0,2 %.

В естественном залегании пород их пористость может быть найдена по данным геофизических исследований скважин (ГИС): общая пористость — по данным нейтронного каротажа, открытая пористость — по удельному сопротивлению, данным ПС и др. Относительная погрешность определения пористости по данным ГИС зависит от характера порового пространства, глинистости коллектора и других факторов.

По характеру порового пространства различают следующие типы коллекторов: 1) гранулярные (обычная — межзерновая пористость); 2) кавернозные, в которых поровое пространство обычно представлено разнообразными по форме и размерам кавернами, соединенными каналами; 3) трещинные; 4) смешанные.

Кавернозные и трещинные коллекторы чаще встречаются среди карбонатных пород (доломитов, известняков, мергелей). Каверны в основном являются результатом процесса растворения (вторичными), но могут быть и сингенетичными (первичными). Они разделяются на открытые, частично заполненные (стенки каверн обросли кристаллами) и полностью заполненные. Заполняющим материалом служат каль-

цит, доломит, гипс, ангидрит, пирит, свободная сера и др.

Каверны по размерам делятся на:

Малые	<1 мм
Средние	1—4 мм
Большие	4—10 мм
Очень большие	>10 мм

Трещинами называют нарушения целости породы, протяженность которых больше зерен минералов, слагающих породу [83]. Трещины бывают открытые, закрытые, частично заполненные. Заполняющий материал такой же, как у каверн. Размеры трещин изменяются в пределах 10—40 мкм, редко достигая 100 мкм.

Глинистость коллектора характеризует содержание в них высокодисперсных материалов — глин, гидроокислов железа и алюминия и др.

Массовая глинистость $C_{гл}$ — отношение массы глинистой фракции к полной массе жесткого скелета породы.

Объемная глинистость $k_{гл}$ — отношение объема глинистого материала ко всему объему породы, включая объем пор.

Относительная глинистость [22]

$$\eta_{гл} = k_{гл}/(k_{гл} + k_{п})$$

характеризует степень заполнения пор породы глинистым материалом.

По распределению глинистого материала различают глинистость тонкослоистую (слоистую) $C_{гл.т}$ и рассеянную (дисперсную) $C_{гл.р}$. Слоистую глинистость определяют прослои глин в коллекторе (обычно песчанике). Рассеянная глинистость характеризует наличие глинистого материала в порах и цементе. Глинистый песчаник может иметь глинистость обоих типов. По типу глинистости глинистые песчаники разделяют на слоистые, дисперсные и со смешанной глинистостью.

Проницаемость коллектора — способность его пропускать через себя жидкость или газ при наличии градиента давления.

Под абсолютной проницаемостью понимают проницаемость для однородной жидкости, не взаимодействующей с породой. Под эффективной или фазовой проницаемостью понимают проницаемость породы для какой-либо фазы при наличии в породе покоящегося или движущегося многофазного флюида. Относительной проницаемостью называют отношение эффективной проницаемости породы для той или иной фазы к абсолютной проницаемости.

Проницаемость пород характеризуется коэффициентом проницаемости $k_{пр}$, выражаемым в мкм^2.

Проницаемость коллекторов может достигать нескольких мкм^2. Коэффициент проницаемости пород определяется в основном по данным лабораторного исследования керна. Получаемые результаты ненадежны, необходима разработка способов определения проницаемости в естественных условиях залегания пород. Перспективными для оценки проницаемости коллекторов являются гидродинамические исследования (измерения восстановления пластового давления в процессе испытания скважин или опробования пластов приборами на кабеле). В благоприятных геологических условиях коэффициент проницаемости коллекторов может быть оценен по удельному сопротивлению пород.

Удельная поверхность пород $S_{уд}$ — суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема породы; выражается в м^2/см^3 или см^2/см^3, т. е. см$^{-1}$. Величина $S_{уд}$ зависит от проницаемости и пористости и может быть определена по эмпирическим формулам, например:

$$S_{уд} = K\sqrt{k_{п}^3/k_{пр}},$$

где K — некоторая постоянная; наиболее часто считают (при $k_{п}$ в долях единицы, $k_{пр}$ в мкм^2, $S_{уд}$ в см$^{-1}$), что $K=7000$.

Другим способом определения $S_{уд}$ является расчет по данным гранулометрического анализа образцов коллектора.

Если учитывать удельную поверхность очень малых глинистых частичек, то можно считать, что фактическая $S_{уд}$ существенно больше значений $S_{уд}$, получаемых указанными выше способами.

Насыщенность коллектора — степень заполнения его порового пространства водой, нефтью и газом. Насыщенность определяется коэффициентами водо-, нефте- и газонасыщенности ($k_{в}$, $k_{н}$, $k_{г}$). Их численное значение равно отношению объема пор, занятых соответственно водой, нефтью или газом, к общему объему пор.

В случае, когда нельзя раздельно определить $k_{н}$ и $k_{г}$, насыщенность характеризуют коэффициентом нефтегазонасыщенности $k_{нг}$.

Поровое пространство коллектора представляет собой сложную систему капиляров. В связи с этим на равновесие, а следовательно, и на распределение нефти, газа и воды в коллекторе, помимо гравитационных сил, большое влияние оказывают капиллярные силы [13]. Величина и направление капиллярных сил зависят от смачиваемости коллектора и среднего радиуса пор.

Смачиваемостью породы называют способность поверхности зерен породы смачиваться водой (гидрофильность) или нефтью (гидрофобность). Поверхность минеральных частиц породы обычно частично гидрофильна и частично гидрофобна. Порода, у которой бóльшая часть зерен имеет гидрофильную поверхность, называют гидрофильной; в противном случае ее называют гидрофобной.

В гидрофильном коллекторе капиллярные силы вызывают поднятие (всасывание)

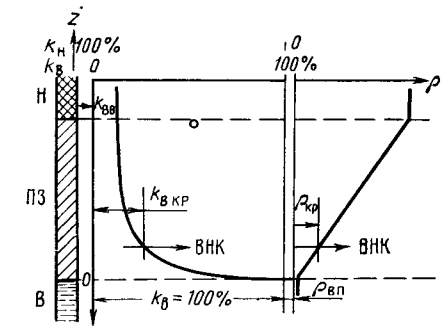


Рис. I.1. Схематическое изображение переходной зоны к ВНК.

В — полностью водоносная часть пласта, ПЗ — переходная зона; Н — нефтеносная часть пласта

воды в нефтяную или газовую залежь. Равновесие воды и нефти в коллекторе достигается при равенстве капиллярного и гидростатического давлений:

$$p_{к} = g(\delta_{в} - \delta_{н})H,$$

где $p_{к}$ — капиллярное давление, 10^4 Па; g — ускорение свободного падения, 9,8 м/с^2; $\delta_{в}-\delta_{н}$ — разность плотностей воды и нефти, г/см^3; H — высота поднятия воды, м.

Так как размеры пор (каналов) в реальных коллекторах различны, то высота поднятия воды в нефтяную залежь под действием капиллярных сил больше в узких поровых каналах и меньше в широких.

Различие высот капиллярного поднятия жидкости в порах разного размера приводит к образованию переходной зоны, изменение водонасыщенности в которой приближенно показано на рис. I.1.

Капиллярное давление $p_{к}$ в переходной зоне и распределение водонасыщенности (или нефтенасыщенности) может быть определено по кривым капиллярного вытеснения, получаемым в лаборатории на образцах керна. Мощность переходной зоны (максимальная высота подъема пластовой воды H над уровнем полностью водоносной части пласта В) может быть оценена по формуле

$$H = p_{к}/g(\delta_{в} - \delta_{н}).$$

УЭС в переходной зоне изменяется соответственно распределению водонасыщенности (см. рис. I.1).

Выше переходной зоны располагается предельно нефтенасыщенная часть пласта Н, водонасыщенность в которой снижается до значения остаточной водонасыщенности $k_{во}$.

Остаточная (связанная) водонасыщенность образуется водой, удерживаемой в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами, не извлекаемой из пористой среды при движении в ней нефти и газа. Эта водонасыщенность соответствует наименьшему содержанию воды в нефтеносном и газоносном пластах. Количество остаточной воды в нефтяных пластах может составлять от нескольких до 60 % и более об объема пор.

В связи с наличием в пласте переходной зоны понятие водонефтяного контакта (ВНК) условно. За водонефтяной контакт рекомендуется принимать уровень переходной зоны, на котором ее водонасыщенность и УЭС достигают критических значений $k_{в.кр}$ и $\rho_{кр}$ (см. рис. 1.1).

В газоносной залежи образуется переходная зона, газонасыщенность которой также контролируется капиллярным давлением $p_{к}$.

Коэффициент отдачи — отношение объема нефти или газа, извлекаемых из залежи при данном способе разработки, к общему объему их в пласте (объемы должны быть приведены к поверхностным условиям); в зависимости от свойств пласта и режима эксплуатации коэффициент для нефти будет составлять от 0,2 до 0,8.

Удельная плотность нефти — отношение массы 1 см^3 нефти при 15 °С к массе 1 см^3 воды при 15 °С ($\delta_{н}$).

§ 2. ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ

Обычно гидростатическое давление столба промывочной жидкости при бурении превышает пластовое давление. В результате избыточного давления фильтрат промывочной жидкости из скважины проникает в пласт, образуя зону проникновения (ЗП) [35, 83, 104, 118]. Образование ЗП происходит в два этапа.

Первый этап — поступление фильтрата ПЖ при вскрытии пласта.

Наиболее интенсивно фильтрат поступает в однородные высокопроницаемые пласты; в низкопроницаемые породы поступление фильтрата незначительное.

Внедрению фильтрата под действием напорных сил в гидрофильные нефтегазонасыщенные пласты сопутствует капиллярная пропитка. Увеличение водонасыщенности ЗП за счет пропитки снижает гидродинамическое сопротивление пласта и создает условия для более интенсивного поступления фильтрата под действием напорных сил. Поэтому наиболее значительное внедрение фильтрата в пласт происходит вблизи ВНК (ГВК) — в переходной зоне с повышенным содержанием пластовой воды.

Второй этап — поступление фильтрата ПЖ после разбуривания пласта. Глинистые частицы промывочной жидкости задерживаются в порах породы, накапливаются на стенке скважины, уплотняются и образуют глинистую корку, толщина которой $h_{гк}$ увеличивается в процессе фильтрации. Проницаемость глинистой корки за-

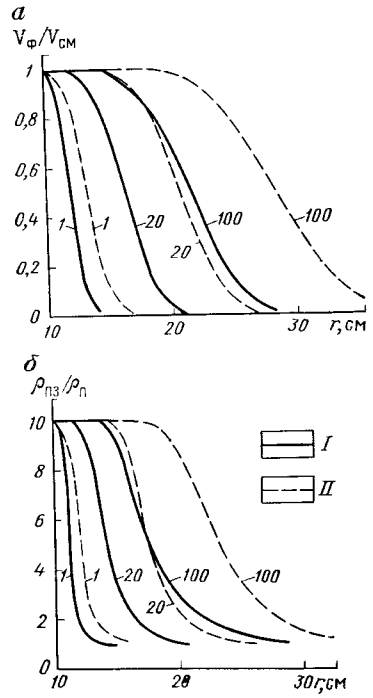


Рис I 2 Изменение отношений объемов фильтрата и пластовой воды (*а*) и удельных сопротивлений $\rho_{пз}/\rho_п$ (*б*) в зоне проникновения водоносного пласта при радиусе скважины 10 см

$k_п$ пласта *I* — 20 %, *II*—10 %, *r* — радиальное расстояние от оси скважины $V_{см}$ — объем смеси фильтрата и пластовой воды Шифр кривых — время проникновения фильтрата в пласт в часах

висит от свойств ПЖ, разбуриваемых пластов, а также условий бурения и изменяется от 10^{-3} до 10^{-6} мкм² При прочих равных условиях она тем выше, чем ниже проницаемость пластов Толщина глинистой корки обычно составляет от 0,3 до 25 мм Высококоллоидный глинистыи раствор образует тонкую и прочную глинистую корку с приницаемостью 10^{-5}—10^{-6} мкм² Толщина и проницаемость глинистой корки возрастают с увеличением минерализации ПЖ Образование глинистой корки на стенке скважины сопровождается кольматацией коллектора за счет проникновения частиц твердои фазы ПЖ в породу. Глубина кольматации тем больше, чем меньше размер частиц по отношению к диаметру пор, ниже вязкость ПЖ и выше проницаемость породы В общем случае в гранулярных породах глубина зоны кольматации 1—2 см В трещинных породах и при возникновении искусственной трещиноватости при разгрузке пластов в процессе бурения за счет размыва вмещающих пластичных пород глубина зоны кольматации может достигать нескольких метров В связи с большим гидродинамическим сопротивлением глинистой корки и зоны кольматации интенсивность фильтрации на втором этапе резко снижена Фильтрат поступает в пласт главным образом тогда, когда глинистая корка разрушается потоком циркулирующего раствора или буровым инструментом В породах с зоной кольматации, имеющей минимальную проницаемость, проникновения фильтрата в пласт практически не происходит.

В водоносном пласте фильтрат вытесняет пластовую воду и смешивается с ней, при этом минерализация фильтрата и удельное сопротивление его плавно изменяются с удалением от стенки скважины [118] (рис. I 2).

В нефтеносном (газоносном) пласте фильтрат вытесняет нефть (газ), не смешиваясь с ней, если промывочная жидкость не содержит растворителей нефти (газа). Водонасыщенность в зоне проникновения плавно уменьшается с удалением от скважины — удельное сопротивление увеличивается (рис. I 3)

В результате описанных выше процессов в проницаемом пласте формируется зона проникновения (рис. 1.4) В зоне проникновения водоносного пласта выделяют промытую зону, а в нефтегазоносном пласте — промытую и окаймляющую зоны

Промытая зона — прилегающая к стенке скважины часть зоны проникновения, через которую прошло значительное количество фильтрата В ней пластовые флюиды вытеснены в наибольшей степени. Вода в промытой зоне является смесью фильтрата и пластовой воды в пропорции

$$\frac{1}{\rho_{вф}} = \frac{q}{\rho_в} + \frac{1-q}{\rho_ф},$$

где $\rho_{вф}$, $\rho_в$, $\rho_ф$ — соответственно УЭС смеси, пластовой воды и фильтрата, q — доля пластовой воды в смеси.

Величина q зависит от свойств пластов, ПЖ и условий бурения. Для гранулярных водонасыщенных пород q изменяется от 2 до 40 % и более. В гидрофильных нефтегазонасыщенных пластах, в которых поступлению фильтрата под действием напорных сил предшествовала капиллярная пропитка, величина q, отнесенная к объему пор, занятых пластовой водой, составляет примерно 0,5 $k_в$. При отсутствии капиллярной пропитки она приблизительно равна $k_в$. Это имеет место при высоких перепадах давления между столбом ПЖ в скважине и пластовым давлением, а также в гидрофобных пластах. Количество содержащегося в промытой зоне газа находится на уровне (0,5 ÷ 0,8) $k_г$ в высокопроницаемых пластах и около 0,8 $k_г$ в низкопроницаемых. В нефтенасыщенных пластах с маловязкой нефтью нефтенасыщенность промытой зоны $k_{н.пз}$ ниже. При длительном поступлении фильтрата в пласт (ПЖ с большой водоотдачей) $k_{н.пз}$ приближается к величине коэффициента остаточной (неснижаемой) нефтенасыщенности $k_{но}$ пласта. При высокой вязкости нефти и в гидрофобных пластах с лучшими свойствами $k_{н.пз}$ достигает приблизительно 50 %, в низкопроницаемых пластах степень вытеснения нефти еще ниже.

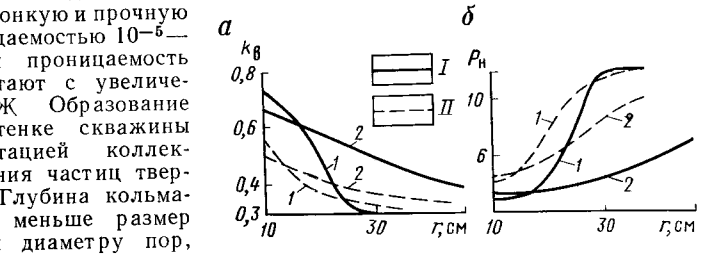


Рис. I.3. Кривые водонасыщенности (*а*) и коэффициента увеличения сопротивления (*б*) в зоне проникновения нефтеносного пласта с $k_{во}$=0,3 и $k_{но}$=0,2.

1 — после фильтрации в течение 5 ч при проницаемости глинистой корки 10^{-6} мкм² (*I*) и 10^{-7} мкм² (*II*), *2* — после фильтрации в течение 20 ч при тех же условиях

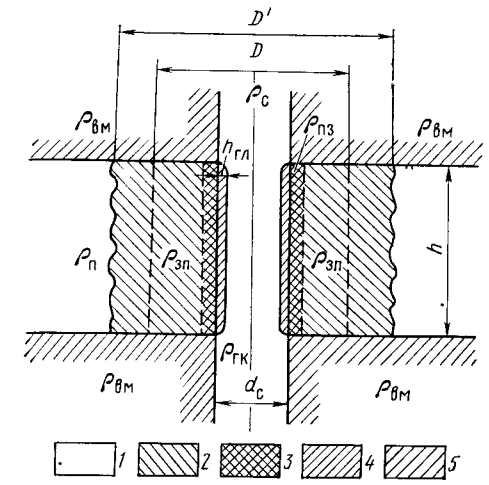


Рис. I. 4. Схема участка скважины и прилегающей к ней части проницаемого пласта.

1 — проницаемый пласт, *2* — зона проникновения; *3* — промытая зона; *4* — глинистая корка, *5* — вмещающие породы (непроницаемые)

Участок зоны проникновения, располагающийся за промытой зоной, простирается до неизмененной части пласта. Протяженность этой зоны в водоносных пластах наименьшая для высокопроницаемых однородных пород и возрастает с ухудшением их коллекторских свойств и увеличением неоднородности. В гидрофильных нефтегазонасыщенных пластах в некоторых случаях при низкой начальной водонасыщенности образуется окаймляющая зона кольцевая непосредственно перед неизмененной частью пласта. Минерализация воды в этой зоне равна пластовой, а нефтегазонасыщенность близка к $k_{нг\,пз}$.

В зоне проникновения гидрофобных пластов градиент насыщенности значительно больше, чем в гидрофильных, а содержание невытесненной пластовой воды выше.

Несмотря на то что УЭС в пределах ЗП изменяется в радиальном направлении, во многих случаях ЗП условно считают концентрическим слоем с некоторым постоянным удельным сопротивлением $\rho_{зп}$ и с резкой границей перехода от этой зоны к неизмененной части пласта За диаметр зоны проникновения D в этом случае принимается диаметр однородной зоны, эквивалентной по объему реальной зоне проникновения.

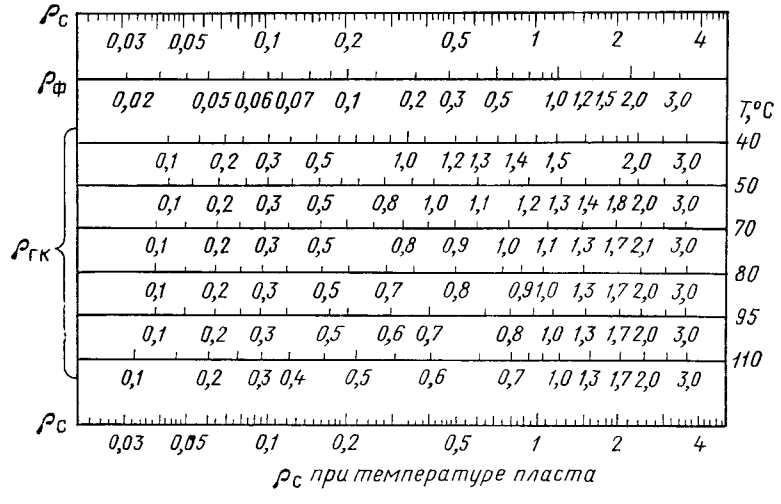


Рис. I.5. Палетка для определения удельного сопротивления $\rho_ф$ фильтрата промывочной жидкости и удельного сопротивления $\rho_{гк}$ глинистой корки

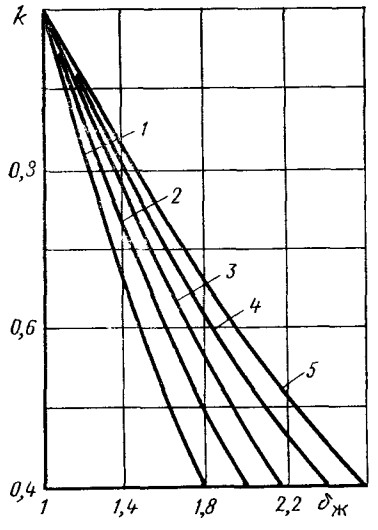


Рис. I.6. Значения $k=\rho_ф/\rho_с$ при различных плотностях $\delta_ж$ промыв очной жидкости, затворенной на глине.

Содержание барита (в %) *1*—0 *2*—20, *3*—40, *4*—60, *5*—90

валентной по влиянию на результаты измерений фактической неоднородной зоне проникновения диаметром $D'(D'>D)$.

По удельному сопротивлению ЗП проникновение разделяют на повышающее и понижающее [104].

При повышающем проникновении в проницаемом пласте образуется зона проникновения с УЭС, превышающим УЭС пласта, такое проникновение обычно наблюдается в водоносных проницаемых пластах при бурении на промывочной жидкости с меньшей минерализацией, чем минерализация пластовой воды Повышающее проникновение наблюдается в нефтегазоносных пластах с большой остаточной водонасыщенностью и сильно минерализованной пластовой водой.

При понижающем проникновении в проницаемом пласте образуется ЗП с удельным сопротивлением, меньшим, чем УЭС пласта; этот случай обычно наблюдается в нефтегазоносных пластах.

УЭС зоны проникновения и промытой зоны сильно зависят от электрических свойств промывочной жидкости и глинистой корки.

Глубина проникновения жидкости в пласт $(D-d_с)/2$ сильно зависит от проницаемости глинистой корки, пористости проницаемого пласта, времени фильтрации и разности давлений в скважине пласта [118]. Глубина зоны тем больше, чем меньше пористость коллекторов. В высокопористых песчаниках D обычно редко провышает $2d_с$, в известняках и малопористых песчаниках доходит до $8\ d_с$ и более.

Расформирование ЗП — перераспределение флюидов в прискважинной части пласта после прекращения поступления в нее фильтрата ПЖ. Процесс расформирования длителен и достигает 5—10 лет. В водоносных пластах высокой проницаемости происходит всплывание пресного фильтрата ПЖ. Влияющим на этот процесс основным фактором, является конвективная диффузия. Скорость восстановления минерализации тем выше, чем меньше глубина проникновения фильтрата, выше проницаемость породы и температура пласта.

В гидрофильных нефтегазонасыщенных пластах процесс перераспределения флюидов идет под действием капиллярных и гравитационных сил. Гравитационная сегрегация в порах породы зависит от ее насыщенности, мощности и проницаемости. В газонасыщенных породах сегрегация происходит в течение нескольких суток. Гравитационным перераспределением для нефти практически можно пренебречь. Таким образом, расформирование ЗП в основном определяется капиллярными эффектами, а после обсадки скважины еще и влиянием осушки ЗП при цементировании скважины.

Наиболее быстро капиллярное расформирование происходит в высокопроницаемых газонасыщенных пластах и замедляется с ухудшением свойств пород. В нефтенасыщенных пластах капиллярное расформирование ЗП происходит значительно медленнее, чем в газонасыщенных. Скорость расформирования существенно зависит от $k_{в.нач}$ — начальной водонасыщенности. С увеличением $k_{в\ нач}$ она начинает расти, а затем уменьшается. Максимальная скорость расформирования фиксируется при $k_{в.нач}=k_{в.к}$, т. е. в области ГВК (ВНК). Влияние цементации скважины на расформирование ЗП связано с поглощением воды из пласта (контракция цемента). Контракционная осушка зависит от качества цемента и в наибольшей степени проявляется для лежалых цементов. Интенсивность поглощения воды из породы тем выше, чем выше проницаемость породы. В целом влияние цементажа на скорость расформирования ЗП по сравнению с влиянием капиллярных процессов имеет второстепенный характер.

В гидрофобных пластах полного расформирования ЗП, по-видимому, не происходит.

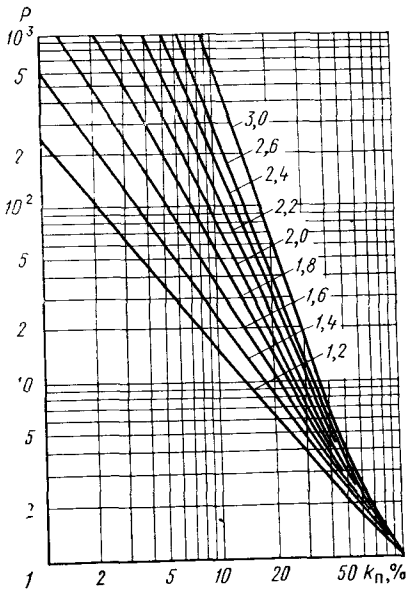


Рис. I.7. Кривые зависимости относительного сопротивления P от коэффициента пористости $k_п$.

Шифр кривых — m

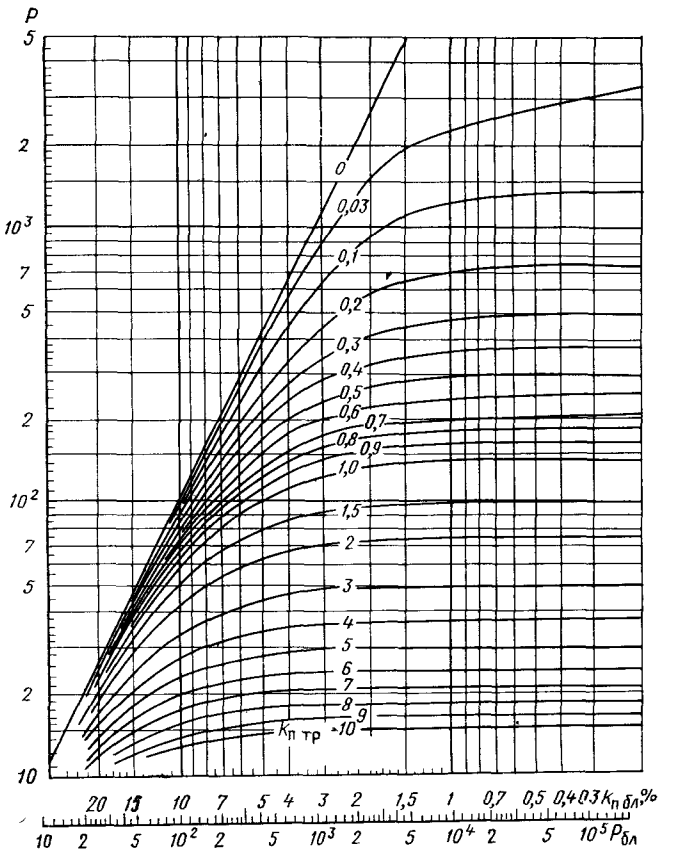


Рис. I.8. Относительное сопротивление P трещинных пород.

$k_{п.бл}$ — пористость блоков; $P_{бл}$ — относительное сопротивление блоков

§ 3. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ И ДАВЛЕНИЯХ

При геофизических исследованиях скважин изучаются электрические, магнитные, нейтронные, упругие, радиоактивные, а также другие физические свойства горных пород и полезных ископаемых, сведения о которых изложены в справочнике [112]. Здесь приводятся сведения об электрических и упругих свойствах горных пород, наиболее важные для ГИС.

Электрические свойства горных пород

Из электрических свойств горных пород и насыщающих их вод наибольшее значение имеют удельное электрическое сопротивление (УЭС), диэлектрическая проницаемость и естественная поляризация.

УЭС пород. Большинство горных пород имеют ионную проводимость.

Таблица 1.1

Удельное сопротивление промывочной жидкости и зоны проникновения

УЭС	Способ определения	Примечание
Промывочная жидкость ρ_c	Измеряют по стволу скважины резистивиметром	Наиболее точный способ определения ρ_c, применяют при БКЗ или в случаях, когда предполагается изменение сопротивления по стволу скважины
	Измеряют сопротивление пробы промывочной жидкости, отобранной при промывке скважины или в приемном чане. Результаты измерения приводят в соответствие с температурой скважины против исследуемого пласта (см. рис. I.15)	Сопротивление пробы может отличаться от сопротивления жидкости в скважине, что приводит к погрешности результата
Фильтрат промывочной жидкости $\rho_ф$	Измеряют сопротивление фильтрата пробы промывочной жидкости, отобранной при промывке скважины Определяют по ρ_c с помощью палетки (рис. I.5)	Палетка построена по результатам измерений на образцах
	Вычисляют по формуле $\rho_ф = k\rho_c$. (I.1) Коэффициент k определяют по плотности промывочной жидкости $\rho_ж$ (рис. I.6)	
	Рассчитывают по формуле $\rho_ф = \rho_c \frac{\delta_{гл} - \delta_c}{\delta_{гл} - 1}$, где $\delta_{гл}$ — минералогическая плотность глин	Формула по [76]
	Вычисляют по формуле $\rho_ф = \rho_c \frac{2\delta_{гл} - 2\delta_c}{2\delta_{гл} + \delta_c - 3}$	Формула получена в предположении, что глинистые частицы сферические
Глинистая корка $\rho_{гк}$	Образец промывочной жидкости фильтруют через пористую перегородку; измеряют УЭС образовавшейся при этом глинистой корки	УЭС полученной на поверхности глинистой корки может отличаться от фактического
	Измеряют на образцах, вынесенных долотом	
	Определяют по ρ_c с помощью палетки (см. рис. I.5)	Палетка построена по результатам измерения на образцах

Продолжение табл. 1.1

УЭС	Способ применения	Примечание
	Определяют по ρ_c из соотношения $\rho_{гк} = \rho_c \div 2\rho_c$ или $\rho_{гк} \approx 1{,}5\rho_c$. В пресных растворах $\rho_{гк} \approx \rho_c$	
Промытая зона $\rho_{пз}$	Рассчитывают по формулам $\rho_{пз\,в} = P\,\rho_{см}$ для водоносного пласта и $\rho_{пз\,н} = \frac{P\,\rho_{см}}{(1 - k_{н.пз})^n}$ для нефтеносного пласта; обычно $n = 2$ и $k_{н\,пз} = 0{,}2$, тогда $\rho_{пз\,н} = 1{,}56\,P\,\rho_{см}$. (I.2) Здесь $\rho_{см} = \frac{\rho_{пв}\rho_ф}{k_{во}\rho_ф + \rho_{пв}(1 - k_{во}k_{н\,пз})}$, а также по формулам, приведенным в § 96,	P — относительное сопротивление; $k_{н.пз}$ — остаточная нефтегазонасыщенность промытой зоны. При большом $\rho_{см}$ следует также учитывать влияние поверхностной проводимости
Промытая зона глинистого песчаника	$\frac{1}{\rho_{пз}} = \frac{k_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{(1 - k_{гл})\,k_{в.пз}}{P\,\rho_{см}}$, где $k_{гл}$ — объемная глинистость песчаника; $\rho_{гл}$ — УЭС глинистого материала; $k_{в.пз}$ водонасыщенность промытой зоны (см. также § 96)	

Образующие их минералы плохо проводят электрический ток, поэтому электрическая проводимость породы в основном вызывается проводимостью пластовой воды, заполняющей поровое пространство. УЭС породы измеряют в Ом·м.

Характерной величиной для породы, 100 % пор которой заполнены водой, является относительное (табл. I.2, I 3) сопротивление (параметр пористости):

$$P = \rho_{вп}/\rho_{пв}.$$

Для чистых (не содержащих глинистого материала или цемента) пород в широком диапазоне изменений $\rho_{пв}$ относительное сопротивление остается постоянным.

На величину относительного сопротивления существенное влияние оказывает форма порового пространства — неравномерность сечения поровых каналов и их извилистость. При постоянном сечении поровых каналов

$$P = И^2/k_п,$$

где И — отношение длины порового канала к проекции его на направление движения электрического тока.

Приведенная формула может быть применена в общем случае, однако при этом не учитывается неравномерность сечения поровых каналов, влияние которой, повидимому, преобладает.

В глинистых породах и глинистых коллекторах, а также в сравнительно чистых породах при малой минерализации пластовой воды пропорциональность между $\rho_п$ и $\rho_{пв}$ нарушается; относительное сопротивление снижается с увеличением УЭС воды, насыщающей породы (влияние поверхностной проводимости). Считают, что пропорциональность между сопротивлением породы и сопротивлением насыщающей породу воды нарушается для чистых пород при УЭС пластовых вод более 0,04 Ом·м.

Нефть и газ практически не проводят электрический ток и, заполняя поры, снижают проводимость породы. Они оказывают примерно одинаковое влияние на УЭС породы. Поэтому нефте- и газоносные пласты по УЭС не различаются.

Для нефтегазоносных пород характерной величиной является коэффициент увеличения сопротивления («параметр нефтенасыщения», табл. I.4)

Таблица 1.2

Удельное и относительное сопротивление горных пород

Параметр	Основные соотношения	Примечание
Относительное сопротивление P чистых (неглинистых) пород при 100 %-й водонасыщенности	В основном P является функцией пористости: $P=a/k_{\text{п}}^m$, где a — некоторая постоянная для пород данного типа (рис. I.7)	Величины a и m рекомендуется уточнять лабораторным изучением образцов керна, взятых из исследуемых пластов
УЭС водоносной трещинной породы $S_{\text{тр}}$ [77]	$\frac{1}{\rho_{\text{тр}}}=\frac{1}{\rho_{\text{бл}}}+\frac{k_{\text{п тр}}}{A\,\rho_{\text{ф}}}$ где $\rho_{\text{бл}}$ — УЭС блоков породы с межзерновой пористостью; $k_{\text{п тр}}$ — коэффициент трещинной пористости; A — множитель, зависящий от направлений трещин	При хаотическом расположении трещин $A=3/2$; изменение относительного сопротивления породы в этом случае показано на рис. I.8
УЭС трещинно-кавернозной породы $\rho_{\text{тк}}$[77]	$\frac{1}{\rho_{\text{тк}}}=\frac{1}{B\rho_{\text{бл}}}+\frac{k_{\text{п.тр}}}{AB\,\rho_{\text{ф}}}$, где B — множитель, учитывающий влияние кавернозности на УЭС блоков породы	
УЭС тонкослоистых глинистых песчаников [35, 83]	$\frac{1}{\rho_{\text{п}}}=\frac{k_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}+\frac{1-k_{\text{гл}}}{P_{\text{п}}\rho_{\text{пв}}}k_{\text{в}}^2$, где $P_{\text{п}}$ — относительное сопротивление песчаника; $k_{\text{в}}$ — коэффициент водонасыщенности песчаника	
УЭС водоносных глинистых песчаников с рассеянным глинистым материалом	$\frac{1}{\rho_{\text{п}}}=\left[\frac{k_{\text{гл. р}}}{\rho_{\text{гл}}}+\frac{(k_{\text{п}}-k_{\text{гл.р}})}{\rho_{\text{пв}}}k_{\text{в}}^2\right]\frac{k_{\text{п ск}}}{a}$, где $k_{\text{гл. р}}$—коэффициент объемной рассеянной глинистости; $k_{\text{п. ск}}$—коэффициент пористости скелета	Указанная зависимость применима лишь при $\rho_{\text{гл.р}}=\rho_{\text{гл}}$; $m=n=2$, где $\rho_{\text{гл. р}}$— УЭС рассеянного глинистого материала; n — показатель степени водонасыщенности
УЭС глинистых песчаников со смешанным типом глинистости [6, 7]	$\frac{1}{\rho_{\text{п}}}=\frac{k_{\text{гл.т}}}{\rho_{\text{гл}}}+\left(\frac{k_{\text{гл р}}}{\rho_{\text{гл,р}}}+\frac{[k_{\text{п}}(1-k_{\text{гл,т}})-k_{\text{гл,р}}]}{\rho_{\text{пв}}}k_{\text{в}}^n\right)\times\left(k_{\text{п.ск}}^{m-1}\times\frac{}{a}\right)$, где $k_{\text{гл.т}}$ — объемная слоистая глинистость; $k_{\text{гл. р}}$ — объемная рассеянная глинистость	

Таблица 1.3

Наиболее употребительные формулы относительного сопротивления пород

Наименование формул	Величина P
Зависимость, рекомендованная В. Н. Дахновым для среднесцементированных песчаников	$0{,}5k_{\text{п}}^{2,2}$
Формула Арчи [1]	$1/k_{\text{п}}^2$
Формула Хамбла	$0{,}62/k_{\text{п}}^{2,15}$
Формула фирмы Шлюмберже для пород:	
несцементированных	$0{,}75/k_{\text{п}}^2$
сцементированных (твердый песчаник, известняк)[2]	$1/k_{\text{п}}^2$

[1] В зависимости от характера породы m имеет значение от 1,3 (рыхлые пески) до 2,3 (сцементированные породы).
[2] Формула Арчи при $m=2$. Для кавернозных известняков $m>2$.

$$P_{\text{н}}=\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{вп}}}=\frac{1}{k_{\text{в}}^n}=\frac{1}{(1-k_{\text{н}})^n},$$

где $\rho_{\text{п}}$ — УЭС нефтегазоносного пласта; $\rho_{\text{вп}}$ — УЭС этого же пласта при 100 %-й водонасыщенности.

Показатель степени водонасыщенности (см. табл. 1.4) уточняется для каждого пласта или группы одинаковых пластов по результатам экспериментальных исследований образцов и обобщения опыта интерпретации каротажных данных (рис. 1.9).

Анизотропия пород вызывается различием УЭС вдоль напластования $\rho_{\text{пр}}$ (продольное) и перпендикулярно к напластованию (поперечное).

Коэффициент анизотропии $\lambda=\sqrt{\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{пр}}}$.

Коэффициент анизотропии глин 1,02—1,15; сланцевых глин (аргиллитов) 1,1—2,25.

Если порода представлена чередующимися пропластками большого ρ_1 и малого ρ_2 сопротивлений, то для такой породы

$$\rho_{\text{пр}}=\frac{(\nu+1)}{\nu\rho_2+\rho_1}\rho_1\rho_2;\ \rho_{\text{пп}}=\frac{\nu\rho_1+\rho_2}{\nu+1}.$$

Здесь $\nu=h_1/h_2$, где h_1 и h_2 — мощности пропластков с УЭС соответственно ρ_1 и ρ_2.

Если горизонт представлен чередующимися пластами, причем коэффициент анизотропии для этого чередования будет $\lambda_{\text{п}}$, и если, кроме того, каждый из пластов является анизотропным с коэффициентом

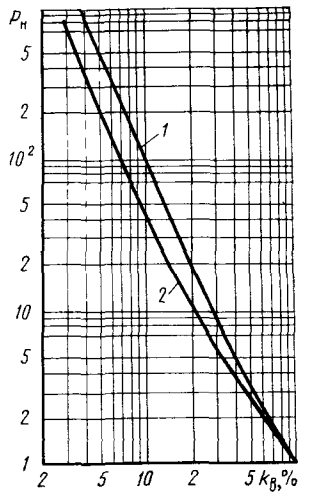


Рис. I.9. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления $P_{\text{н}}$ от коэффициента водонасыщения $k_{\text{в}}$ ($k_{\text{н}}, k_{\text{г}}$).
1 — песчано-глинистые породы; *2* — карбонатные породы

анизотропии λ, то общий коэффициент анизотропии горизонта [104]

$\lambda_{\text{г}}=\lambda\lambda_{\text{п}}$.

Некоторые рудные минералы имеют электронную проводимость и являются хорошо проводящими. Снижение УЭС породы вследствие наличия в ней хорошо проводящих минералов характеризуется рис. I.10.

Для пород, слагающих нефтяные месторождения, влияние проводящих минералов практически отсутствует.

УЭС осадочных горных пород существенно изменяется под действием всестороннего давления и температуры (рис. I.11, I.12). Влияния давления и

Таблица I.4

Показатель степени водонасыщенности n и коэффициент увеличения сопротивления $P_{\text{н}}$

Объект	n	$P_{\text{н}}$
Чистые (неглинистые) породы [1]	2	$1/k_{\text{в}}^2$
Слабо глинистые песчаники	1,7—1,9	$1/k_{\text{в}}^n$
Песчаники, содержащие в большом количестве глинистый материал	1,5—1,7	$1/k_{\text{в}}^n$

[1] Принимаются при неизвестной глинистости пород.

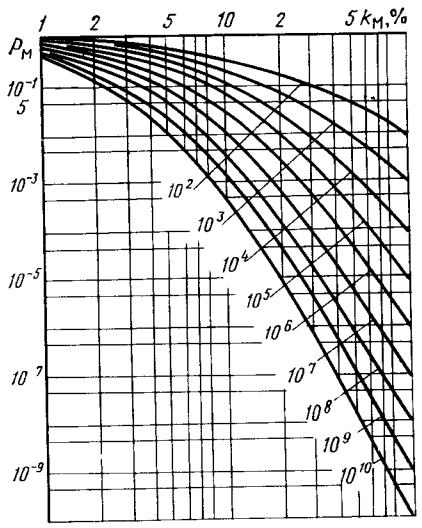


Рис. 1.10. Зависимость коэффициента $P_м = \rho_п/\rho_{по}$ от коэффициента содержания $k_м$ проводящих минералов в горной породе. Цифр кривых — отношение УЭС породы $\rho_{по}$ при отсутствии проводящих минералов к сопротивлению минералов

температуры противоположны и частично взаимно компенсируются.

УЭС водных растворов, насыщающих пласт (пластовой воды, фильтрата промывочной жидкости), определяется составом и количеством растворенных в ней солей. Содержание и состав солей в водном растворе (минерализация его) выражаются числом граммов растворенного вещества в определенном массовом количестве или объеме раствора или растворителя (обычно в 100, 1000 г, 100 мл и 1 л). Раствор, содержащий в 1 л N грамм-эквивалент растворенного вещества, называется N-нормальным (н.).

Переход от одних выражений концентраций растворов к другим производят на номограмме (рис. I.13).

УЭС воды (пластовая вода, фильтрат промывочной жидкости), в которой кроме хлористого натрия растворены другие соли, определяют по кривым рис. I.14.

Определение УЭС вод ρ_T при температуре T производят по формулам табл. I.5 или по формуле

$$\rho_T = k\rho_{20},$$

где ρ_{20} — УЭС воды при $T=20$ °С; k определяют по графику (рис. I.15).

Диэлектрическая проницаемость пород $\varepsilon_п$ (табл. I.6 [111]). При ГИС $\varepsilon_п$ измеряется в относительных единицах или единицах $\sin \Delta\varphi/2$ или $\cos \Delta\varphi$, где $\Delta\varphi$ — угол сдвига фаз измеряемого и прямого электромагнитных полей.

Как видно из табл. I.6, при изменении частоты тока f может наблюдаться значительная дисперсия $\varepsilon_п$.

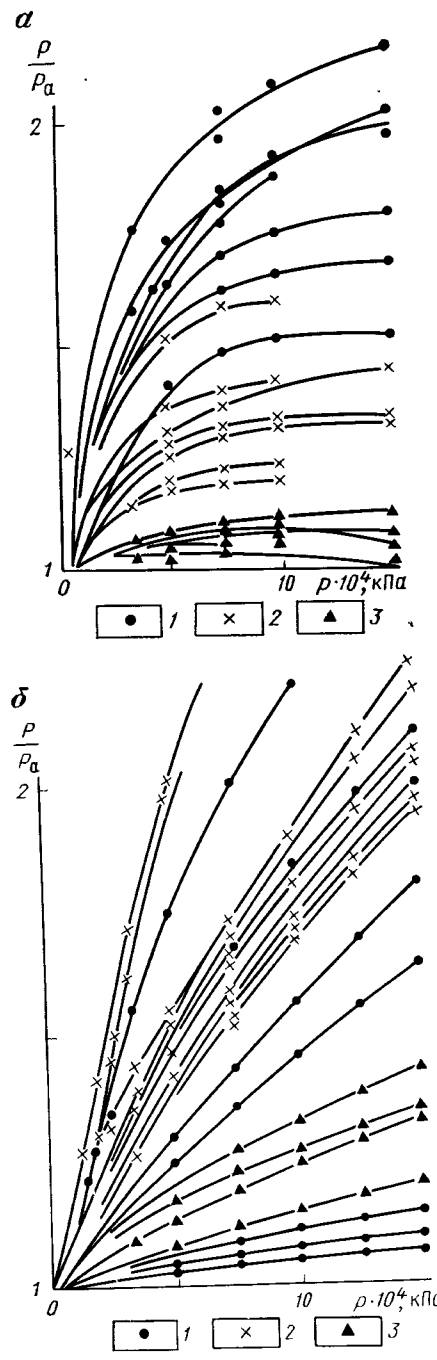


Рис. I.11. Изменение относительного сопротивления осадочных пород под действием всестороннего давления (по Г. М. Авчяну).

а — песчаник и алевролит. *1* — глинисто-слюдистый, глинисто-карбонатный цемент, *2* — глинисто-кремнистый и глинисто-железистый цемент, *3* — опаловый цемент; *б* — карбонатные породы: *1* — известняк и песчаник с карбонатным цементом, *2* — мергель, *3* — доломит. $p_а$ — относительное сопротивление породы при атмосферных условиях

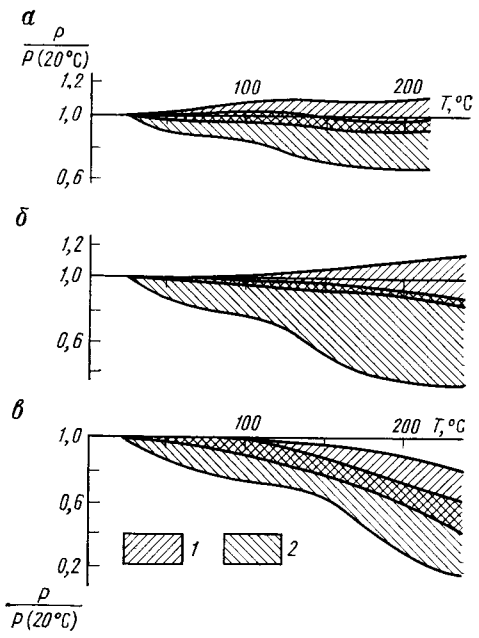


Рис. I.12. Пределы изменения относительного сопротивления осадочных пород под влиянием температуры при дифференциальном давлении 104 кПа.

1 — известняк; *2* — песчано-глинистые породы; насыщение раствором NaCl: *а* — 2н, *б* — 0,1 н., *в* — 0,01 н.

Диэлектрическая проницаемость пород-коллекторов существенно различается в зависимости от величины $k_п$ и насыщающего их флюида; значение $\varepsilon_п$ больше для водоносных коллекторов. Для нефтегазоносных коллекторов характерной величиной является коэффициент уменьшения диэлектрической проницаемости

$$P_\varepsilon = \varepsilon_{нг}/\varepsilon_в,$$

где $\varepsilon_{нг}$ — диэлектрическая проницаемость нефтегазоносного пласта; $\varepsilon_в$ — диэлектрическая проницаемость этого же пласта при 100 %-й водонасыщенности.

Диэлектрическая проницаемость горных пород $\varepsilon_п$ практически не изменяется с увеличением температуры до 100—150 °С и давления до 10^5 кПа.

Естественная поляризация пород. Потенциалы естественной поляризации горных пород создаются диффузией солей и адсорбцией их поверхностью частиц породы, фильтрацией вод и окислительно-восстановительными реакциями в породе. Свойство горных пород поляризоваться под действием указанных физико-химических процессов называется естественной электрохимической активностью. Различают следующие виды электрохимической активности породы:

а) диффузионно-адсорбционную, характеризующую способность горной породы изменять диффузионные потенциалы в ней;

б) окислительно-восстановительную, определяющую способность породы поляризоваться под действием окислительно-восстановительных процессов на контакте содержащихся в ней частиц, имеющих электронную проводимость;

в) фильтрационную, определяющую возникновение электрического поля при течении вод через поровое пространство породы.

Диффузионно-адсорбционная активность $A_{да}$ горной породы существенно зависит от глинистости (рис. I.16) и химико-минерального состава ее (табл. I.7), от температуры окружающей среды (табл. I.8).

Упругие свойства горных пород

Для изучения разреза скважин наиболее широко используют интервальное время Δt (или скорость $v_р$) и коэффициент затухания продольных волн $\alpha_р$.

Для достаточно однородной породы с однофазным заполнением порового пространства время пробега продольной волны равно сумме времен ее пробега в скелете породы $\Delta t_{ск}$ и в заполняющем поры флюиде $\Delta t_ф$ [35, 83]:

$$\Delta t = k_п \Delta t_ф + (1 - k_п)\, \Delta t_{ск}. \qquad (I.3)$$

В породе с рассеянной глинистостью

$$\Delta t = k_п\, \Delta t_ф + k_{гл}\, \Delta t_{гл} + (1 - k_п - k_{гл})\, \Delta t_{ск}. \qquad (I.4)$$

Интервальное время $\Delta t_{ск}$ определяется минеральным составом скелета породы; $\Delta t_{гл}$ — зависит от степени уплотнения глинистого материала и в ненарушенных породах изменяется в пределах 300—400 мкс/м; $\Delta t_ф$ интервальное время флюида (жидкости или газа), заполняющего поры породы. Для воды [4]

$$\Delta t_ф = \frac{666}{(1 + 5 \cdot 10^{-5} H)\,(1 + C/2500)},$$

Таблица 1.5

Формулы перехода от УЭС раствора ρ_1 при температуре T_1 к УЭС ρ_T при температуре T

Область применения	Формула
При большом диапазоне изменения температур	$\rho_T = \rho_1 (1-\alpha)^{T-T_1}$, где α — температурный коэффициент электропроводности
При изменении температур от 0 до 50 °С	$\rho_T = \rho_{20}[1-\alpha(T-20)]$

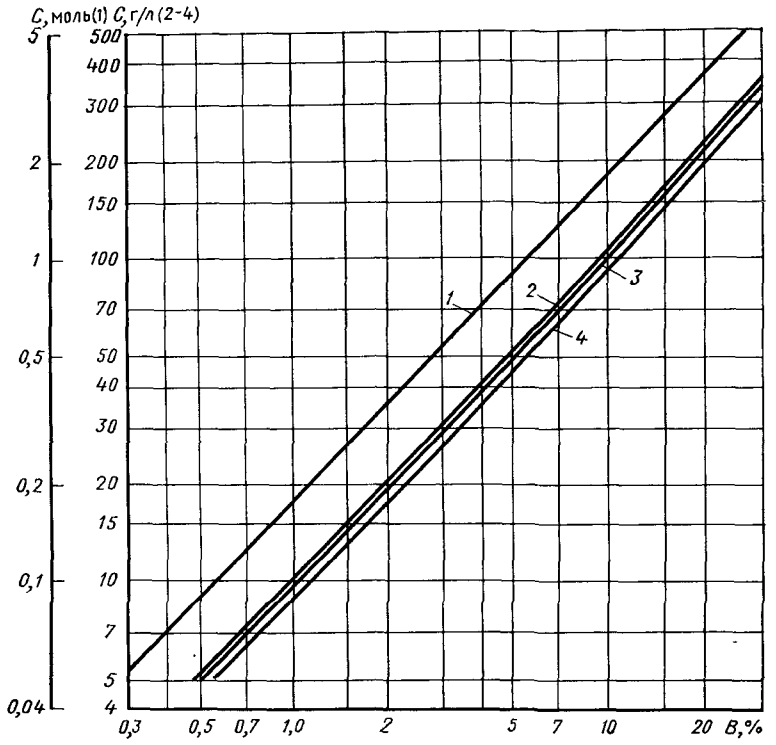


Рис. I.13. Номограмма для перехода от одного выражения концентрации раствора NaCl к другому.

B — содержание NaCl в % от массы раствора. Концентрации при $T_в$ в °С: *1* и *2*—20, *3*—100, *4*—200

где H — глубина залегания коллектора в м; C — общая минерализация в г/л.

Для нефти $\Delta t_ф = 770$ мкс/м, для газа [4]

$$\Delta t_ф = \frac{46\,000}{(1 + 6 \cdot 10^{-5} H)\sqrt{T}},$$

где T — абсолютная температура.

Скорость распространения упругих волн в горных породах (табл. I.9) существенно изменяется [1] с повышением давления и температуры с глубиной (рис. I.17 и I.18).

Таблица I.6

Диэлектрическая проницаемость горных пород и насыщающих ее флюидов в отн. ед.

Вещество, порода	f, Гц	$\varepsilon_п$	Порода	f, Гц	$\varepsilon_п$
Нефть		2—3	Глина	—	35—55
Осадочные породы			*Изверженные породы*		
			Гранит	$5 \cdot 10^5$	4,5—5,42
Песчаник водоносный	$3—5 \cdot 10^7$	15—32	Гранит роговообман-	10^2	11,2
Песчаник нефтеносный	$3—5 \cdot 10^7$	6—14	ковый	10^7	7,2
Известняк водоносный	$3—5 \cdot 10^7$	8—14	Габбро сухой	10^2	15
				10^7	8,78
Известняк нефтенос-	$3—5 \cdot 10^7$	6—8	Диабаз сухой	10^2	23,5
ный				10^7	8,5
Известняк плотный	$3—5 \cdot 10^7$	8—10			

Примечание. Диэлектрическая проницаемость воды 80 отн. ед.

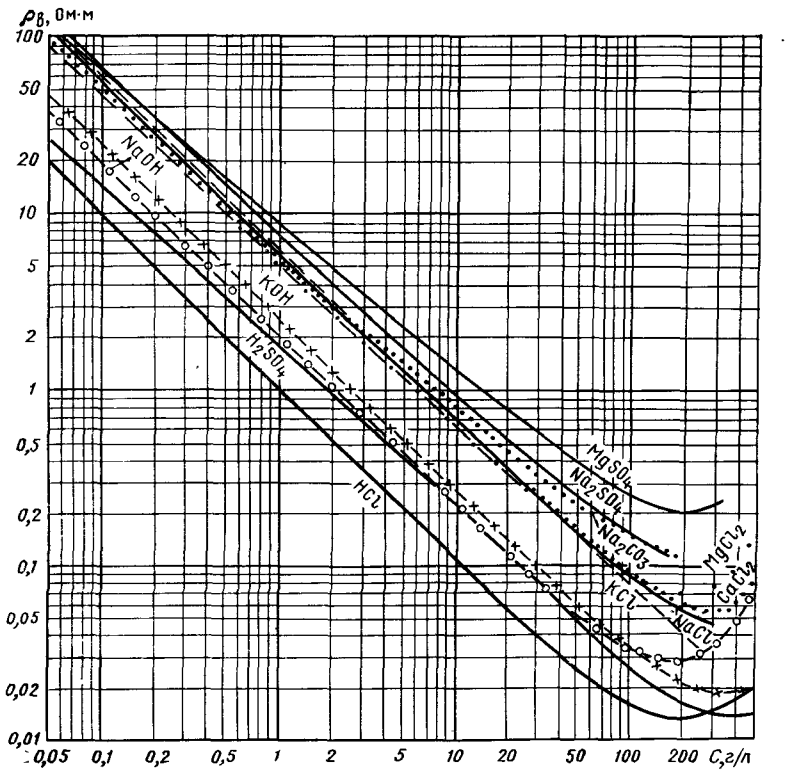


Рис. I.14. Зависимость УЭС водного раствора при 18 °С от концентрации солей C

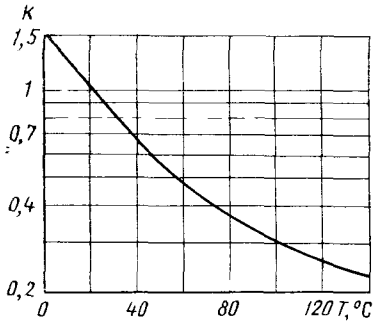


Рис. I.15. Значения коэффициента $k = \rho_T/\rho_{20}$ для перехода от УЭС раствора при одной температуре к УЭС раствора при другой температуре

Таблица I.7

Диффузионно-адсорбционная активность различных пород

Порода	$A_{да}$, мВ	Порода	$A_{да}$, мВ
Глина	20—70	Мергель	20—70
Песчаник	—5—10	Доломит	—7—70
Известняк	—7—70		

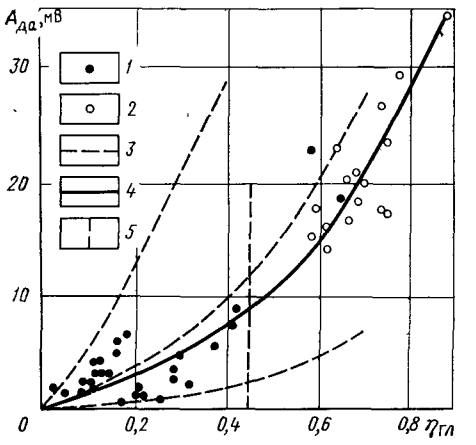


Рис. I.16. Зависимость диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от относительной глинистости $\eta_{гл}$ песчаников и алевролитов девона Туймазинского месторождения.

1 — коллектор; *2* — неколлектор; *3* — расчетные графики $A_{да} = f(\eta_{гл})$; *4* — линия регрессии $A_{да} = f(\eta_{гл})$; *5* — граница коллектор — неколлектор

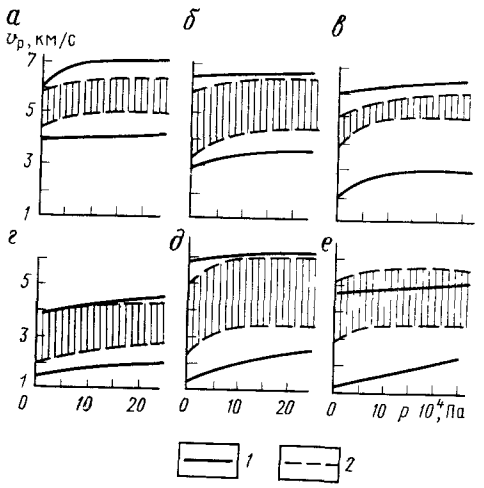


Рис. I.17. Изменение скорости продольных волн в осадочных горных породах под влиянием всестороннего давления [1].

1 — по данным отечественных и зарубежных работ; *2* — по данным ВНИИГеофизики. *а* — доломит, *б* — известняк; *в* — мергель; *г* — глина; *д* — песчаник; *е* — алевролит

Таблица I.8

Влияние температуры на диффузионно-сорбционную активность пород [40]

T, °С	$A_{да}$, мВ	T, °С	$A_{да}$, мВ
18	59	150	90
40	63	200	100
110	80		

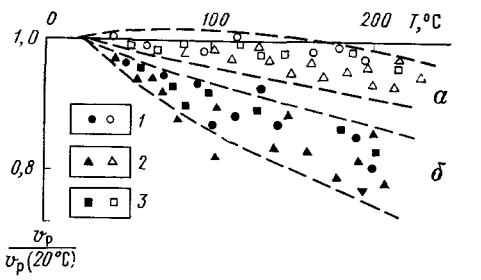


Рис. I.18. Изменение скорости продольных волн под действием температуры для газонасыщенных (*а*) и нефтенасыщенных (*б*) пород .

1 — песчаник; *2* — известняк; *3* — алевролит

Таблица I.9

Скорость распространения упругих волн в горных породах

Порода, вещество	Скорость, м/с	Порода, вещество	Скорость, м/с
Глина	1800—2400	Кристаллические породы	4500—6300
Песчаник	2000—3600	Нефть	1400
Известняк	3200—5500	Вода, промывочная жидкость	1670—1760
Доломит	5000—6160		
Ангидрит	6000	Воздух	330
Каменная соль	4500—5500	Метан	431

Глава II

СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ, ИСПЫТАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Скважина — цилиндрическая вертикальная или наклонная горная выработка большой длины и сравнительно малого диаметра.

Устье скважины — нулевая точка отсчета ее глубины (длины); обычно — уровень ротора буровой установки.

Забой скважины — нижняя точка пересеченных скважиной горных пород.

Диаметр скважины — диаметр круга, эквивалентного по площади сечению скважины плоскостью, перпендикулярной к ее оси. Номинальный диаметр скважины принимается равным диаметру долота, которым бурили скважину. Фактический диаметр скважины часто отличается от номинального. Участок ствола скважины с резко увеличенным диаметром называют каверной.

Таблица II.1

Классификация нефтяных и газовых скважин

Скважина	Цель бурения	Конечный диаметр скважины, мм	Наибольшая глубина скважины, км
Картировочная	Вскрытие коренных пород при геологической съемке	76—93	0,3
Сейсмическая (взрывная)	Проведение взрывных работ при сейсмической разведке	76—200	0,3
Структурная (структурно-поисковая)	Выявление и подготовка перспективных площадей и геологических структур для глубокого поискового и разведочного бурения	76—93	2
Опорная	Изучение глубинного строения малоисследованных крупных регионов с целью установления общих закономерностей залегания отложений, благоприятных для нефтегазонакопления	140—300	10
Поисковая	Обнаружение и опробование новых месторождений и залежей нефти и газа, уточнение их запасов по категориям C_2 и C_1	140—300	7
Разведочная	Уточнение контура нефтегазоносности месторождений и разведка новых горизонтов на этих месторождениях, подготовка запасов по категориям C_1 и B	140—300	7
Эксплуатационная	Добыча нефти и газа	140—300	6
Нагнетательная	Нагнетание в продуктивные пласты воды или газа для поддержания пластового давления	140—300	6
Контрольная (оценочная, наблюдательная, пьезометрическая)	Контроль разработки нефтяных и газовых месторождений	140—300	6

Глубина скважины — расстояние от устья до забоя по стволу скважины. Глубина скважины, как правило, отличается от кратчайшего расстояния по вертикали между устьем и забоем из-за наклона или искривления ствола скважины.

Абсолютная отметка, или альтитуда устья, забоя или другой точки ствола скважины — высота над уровнем Балтийского моря:

$$H_{абс} = A - H,$$

где H — глубина точки ствола скважины, A — альтитуда устья скважины.

Таблица II.2

Характеристики буровых установок

Показатель	Буровая установка						
	БУ-50	Б -80	БУ-100	БУ-125	БУ-160	БУ-200	БУ-250
Грузоподъемность, кН:							
номинальная	500	800	1000	1250	1600	2000	2500
максимальная	1100	1400	1700	2000	2500	3200	4500
Условная глубина бурения, м	1600	2500	3000	4000	5000	6500	8000
Длина свечи (номинал) бурильных труб, м	25	25	25	25	36	36	36

Примечание Напряжение в сети дизель-генераторных установок 380/220 В.

Таблица II.3

Характеристики дизельных приводов

Показатель	Дизель					
	В2-300А	В2-400А	В20-450	Д-125	М-601	М-622
Номинальная мощность, кВт	220	294	331	309	515	625
Частота вращения вала двигателя, об/мин	1500	1620	1620	1620	1500	1620

Таблица II.4

Характеристики буровых вышек

Показатель	Вышка башенного типа			Вышка секционная (А-образного типа)			
	4БВ-53-300	ВМ1-41	ВМ-28	ВАС-42	Б2-50Бр	БУ-75 Бр БУ-75 Бэ	ВА41×125
Номинальная грузоподъемность, кН	2943	1471,5	981	1962	490,5	981	1569,6
Высота вышки, м	53	41,3	28,5	42,8	30,0	40	41,52

§ 4. БУРЕНИЕ СКВАЖИН

В СССР бурение скважин выполняется в основном вращательным методом, при котором скважина высверливается специальным долотом. Вращение долота обеспечивается либо двигателем, расположенным на поверхности и вращающим колонну бурильных труб (роторный способ), либо забойным двигателем с гидравлическим (турбинный способ) или электрическим (электробур) приводом. Выбуренные породы выносятся на поверхность промывочной жидкостью, циркулирующей в скважине, или в результате продувки воздухом.

Процесс бурения состоит из работы долота на забое и спуско-подъемных операций, выполняемых для смены долота после его износа. По окончании бурения в

Таблица II.5

Характеристики буровых лебедок

Показатель	Буровая лебедка						
	БУ-50Бр	БУ-75Бр	У2-4-5	У2-4-8	У2-2-11	У2-5-4	У2-5-5
Номинальная грузоподъемность на крюке, кН	490,5	735,75	1275,3	1226,25	1226,25	1962	1962
Диаметр талевого каната, мм	24	26	28	28	28	33	33
Допустимое натяжение каната, кН	73,6	105	142,2	150,1	150,1	240,3	240,3
Число скоростей подъема	4	4	4	4	6	5	5
Число скоростей передач ротору	2	2	3	3	3	4	4

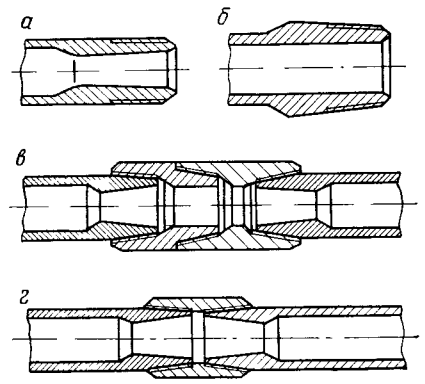


Рис. II.1. Бурильные трубы.

Трубы с высаженными концами: *а* — внутрь, *б* — наружу; соединение труб: *в* — замком, *г* — муфтой

необходимых случаях ствол скважины крепится обсадными трубами с целью предохранения стенок от обвалов и изоляции нефтегазоносных пластов от водонасыщенных.

Проводятся геологическое и технологическое наблюдения за процессом бурения скважины, отбор керна, исследование выбуренного шлама, геофизические и геохимические исследования, а при бурении на нефть и газ — опробование и испытание перспективных интервалов в открытом стволе.

Полный цикл сооружения скважины состоит из: монтажа поверхностного оборудования (вышки, силового агрегата, подсобных сооружений) и подготовительных работ; процесса бурения с выполнением исследовательских работ для решения геологических и технологических задач; вскрытия, исследования и испытания перспективных и продуктивных интервалов в открытом стволе; спуска обсадных труб и изоляции продуктивных пластов[1]; освоения продуктивных пластов через эксплуатационную колонну; демонтажа оборудования.

Скважины бурятся и исследуются не только для перечисленных в табл. II.1 целей, но и при добыче пресной, технической и минерализованной вод (гидрогеологические скважины), при поисках и разведке твердых полезных ископаемых (угля, металлических и неметаллических руд), а также при решении различных инженерных задач во время строительства гидротехнических и других сооружений. К специальным относятся скважины, предназначенные для глушения открытых фонтанов нефти и газа, сброса промысловых вод, промышленных отходов, подготовки структур для подземных газохранилищ и др.

[1] В нефтяной и газовой промышленности непродуктивные скважины после решения геологической или инженерной задачи и испытания в открытом стволе обычно ликвидируются без спуска обсадных колонн

Буровое оборудование и инструменты

Буровая установка (табл. II.2) служит для привода бурового инструмента, спуска и подъема бурильной колонны и обсадных труб, размещения талевой системы, лебедки, ротора и другого оборудования и инструментов, необходимых для бурения.

При электрическом приводе используются асинхронные и синхронные электрические машины. В разведочном бурении широкое распространение получили дизельные приводы (табл. II.3).

Буровая вышка предназначена для подъема и спуска бурильной колонны и обсадных труб в скважину, размещения буровой лебедки, талевой системы, бурильных труб и других инструментов. При бурении на нефть и газ используются металлические вышки башенного или А-образного типа (табл. II.4).

Буровая лебедка используется для спуска и подъема бурильной колонны и обсадных труб. Лебедка снабжена устройством для привода ротора с элементами управления на пульте бурильщика. Сведения о буровых лебедках даны в табл. II.5.

Талевая система применяется для преобразования вращательного движения барабана лебедки в вертикально-поступательное перемещение бурового инструмента. Она состоит из неподвижного кронблока, укрепленного в верхней части вышки, подвижного талевого блока с крюком, на который подвешивается бурильная колонна, и талевого стального каната круглого сечения. Полиспастовый механизм талевой системы по мере углубления скважины изменяется путем применения различной оснастки талевой системы соответственно ряду 2×3, 3×4, 5×6 и 6×7.

Ротор предназначен для приведения во вращение колонны бурильных труб при бурении и поддержания ее на весу при прекращении бурения.

Вертлюг с буровым шлангом обеспечивает подачу промывочной жидкости от насоса на буровой инструмент при его остановках и вращении.

Бурильная колонна предназначена для передачи вращения от ротора к долоту и подвода промывочной жидкости к забою скважины. Бурильная колонна обычно состоит из ведущей трубы квадратного или шестигранного сечения, соединенной через вертлюг с грязевым шлангом, из бурильных труб, замков, переводников, тяжелого низа и центраторов бурильных колонн. Бурильные трубы изготовляются из стали группы прочности Д и из стали 36Г2С с высаженными внутрь или наружу концами (рис.

Таблица II.6

Основные размеры бурильных труб

Условный диаметр труб, мм	Труба					Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Внутренний объем 1 м гладкой трубы, л	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
Трубы с высаженными внутрь концами								
60	60,3	46,3	7	10,26	1,68	80	140	2,7
		42,3	9	12,33	1,41			
73	73,0	59,0	7	11,4	2,73	95	166	4,2
		55,0	9	14,2	2,38			
		51,0	11	16,8	2,04			
89	89,0	75,0	7	14,2	4,42	108	166	4,4
		71,0	9	17,8	3,96			
		67,0	11	21,2	3,52			
102	101,6	87,6	7	16,4	6,02	127	184	7,0
		85,6	8	18,5	5,75			
		83,6	9	20,4	5,49			
		81,6	10	22,4	5,23			
114	114,3	96,3	9	23,3	7,28	140	204	9,0
		94,3	10	25,7	6,98			
		92,3	11	28,0	6,69			
127	127,0	113,0	7	20,7	10,02	152	204	10
		111,0	8	23,5	9,67			
		109,0	9	26,2	9,33			
		107,0	10	28,9	8,99			
140	139,7	123,7	8	26,0	11,95	171	215	14,0
		121,7	9	29,0	11,63			
		119,0	10	32,0	11,12			
		117,0	11	35,0	10,75			
168	168,3	160,3	9	35,3	20,17	197	229	16,7
		148,3	10	39,0	17,26			
Трубы с высаженными наружу концами[1]								
60	60,3	46,3	7	9,15	1,68	86	140	2,7
73	73,0	59,0	7	11,4	2,73	105	165	4,7
89	89,0	75,0	7	14,2	4,42	118	165	5,2
102	101,6	85,6	8	18,5	5,75	140	204	9,0
114	114,3	96,3	9	23,3	7,28	152	204	11,0
140	139,7	117,0	11	35,0	10,75	185	215	15,0

[1] В каждом условном диаметре дана одна наиболее распространенная толщина стенки труб.

Таблица II.7

Диаметры долот сплошного бурения (мм)

Шарошечные	Лопастные	Алмазные
46, 59, 76, 93, 97, 112, 118, 132, 140, 145, 151, 161, 172, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394, 445, 490	76, 93, 97, 112, 118, 132, 135, 140, 145, 151, 161, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394, 445, 490	140, 159, 188, 212, 241, 267

II.1 и табл. II.6). Бурильные трубы соединяются между собой муфтами или замками. Утяжеленные бурильные трубы устанавливаются внизу колонны в целях увеличения ее жесткости. Использование бурильных труб из алюминиевых сплавов позволяет уменьшить массу колонны примерно в 2 раза.

Буровое долото (табл. II.7) предназначено для разрушения горных пород в процессе бурения.

Лопастные долота используются для разбуривания мягких пород. Выпускаются двух- и трехлопастные долота. Шарошечные долота применяют при вращательном бурении самых разнообразных пород. Число шарошек 1—6, чаще всего применяют трехшарошечные долота. Для бурения очень твердых пород, а также для снижения затрат на замену долот используют алмазные долота, каждое из которых по износостойкости равноценно 20—30 шарошечным. Для взятия керна применяют колонковые долота — со съемной грунтоноской, позволяющей поднимать на поверхность керн без подъема бурильных труб, и без грунтоноски, с которыми керн извлекается после подъема бурильных труб.

Забойный двигатель предназначен для вращения долота на забое. Применяются турбобуры, вращаемые жидкостью, прокачиваемой по бурильной колонне наземными насосами, и электробуры, электроэнергия для которых подается по кабелю, смонтированному на бурильных трубах.

Буровой насос служит для нагнетания промывочной жидкости в скважину. В бурении применяют горизонтальные двухцилиндровые поршневые насосы (табл. II.8).

Устьевое оборудование, содержащее противовыбросовое устройство, устанавливается на устье бурящейся скважины, из которой возможны выбросы. Оно состоит из превентора (плашечного, универсального, вращающегося) с ручным или гидравлическим управлением и обвязки системы трубопроводов с задвижками или кранами высокого давления.

Обсадные трубы предназначаются для крепления скважин после бурения и цементируются с целью предотвращения перетоков флюидов из пласта в пласт. Для крепления нефтяных и газовых скважин применяются обсадные трубы, соответствующие ГОСТ 632—80 (табл. II.9). Обсадные трубы поставляются длиной от 9,5 до 13 м. Нижний конец (башмак) обсадной колонны оборудуется устройством, облегчающим проходимость, обратным клапаном и «стоп-кольцом» для цементирования. После цементирования скважины верхние концы обсадных колонн обвязывают колонной головкой путем сварки или привинчивания. На фланец головки устанавливается перфорационная задвижка с выводом штурвала за пределы буровой.

При поисках и разведке месторождений угля, руды, минеральных солей, а также для картирования глубинных структур в нефтегазовых отраслях применяется структурно-колонковое бурение (табл. II.10).

Промывочная жидкость

Бурение скважины сопровождается циркуляцией (табл. II.11) промывочной жидкости. Промывочная жидкость при циркуляции выносит частицы выбуренной породы на дневную поверхность, передает энергию турбобуру и охлаждает работающее долото. Физико-химические свойства ПЖ должны обеспечивать устойчивость стенки скважины, сохранение естественной проницаемости коллекторов, образование на стенке скважины прочной и тонкой низкопроницаемой корки и предотвращать проникновение пластовой воды, нефти и газа в ствол скважины.

Необходимая плотность ПЖ обеспечивается подбором ее состава, в частности использованием утяжелителей, измеряется ареометрами АГ-1, АГ-2, АГ-3ПП или рычажными весами и обычно лежит в пределах 1000—2300 кг/м^3.

Условная вязкость ПЖ характеризуется продолжительностью времени истечения 500 см^3 ПЖ из 700 см^3, залитых в стандартную воронку типа СПВ, и изме-

Таблица II.8

Характеристики буровых насосов

Показатель	Буровые насосы					
	12Гр	У8-3	У8-4	У8-6	У8-7	БРН-1
Гидравлическая мощность, кВт	238,9	257,3	330,75	477,8	632	296
Приводная мощность, кВт	316	345,5	441	632	845	—
Длина хода поршня, мм	300	450	450	350	440	300
Максимальная подача, л/с	24	45	43	32	34	31
Давление нагнетания, МПа	20	15	20	20	30	20

Таблица II.9

Основные размеры обсадных труб

Условный диаметр, мм	Труба				Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний объем 1 м гладкой трубы, л	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина мм
114	114,3	102,3	6	8,21	133	116,7	158
		100,3	7	7,9			
		98,3	8	7,59			
127	127,0	115,0	6	10,38	146	129,4	165
		113,0	7	10,02			
		111,0	8	9,67			
		109,0	9	9,33			
140	139,7	127,7	6	12,8	159	142,1	171
		125,7	7	12,4			
		123,7	8	12,01			
		121,7	9	11,63			
		119,7	10	11,25			
		117,7	11	10,87			
146	146,0	133,0	6,5	13,89	166	148,4	177
		132,0	7	13,68			
		130,0	8	13,27			
		128,0	9	12,86			
		126,0	10	12,46			
		124,0	11	12,07			
168	168,3	155,3	6,5	18,93	188	170,7	184
		154,3	7	18,69			
		152,3	8	18,21			
		150,3	9	17,73			
		148,3	10	17,26			
		146,3	11	16,80			
		144,3	12	16,35			
178	177,8	163,8	7	21,06	198	180,2	184
		161,8	8	20,55			
		159,8	9	20,05			
		157,8	10	19,55			
		155,8	11	19,05			
		153,8	12	18,57			
194	193,7	179,7	7	25,35	216	196,1	130
		177,7	8	24,79			
		175,7	9	24,23			
		173,7	10	23,68			
		169,7	12	22,61			
219	219,1	205,1	7	33,02	245	221,5	196
		203,1	8	32,38			
		201,1	9	31,75			
		199,1	10	31,12			
		195,1	12	29,88			
245	244,5	230,5	7	41,71	270	246,9	196
		228,5	8	40,99			
		226,5	9	40,27			
		224,5	10	39,61			
		220,5	12	38,17			
273	273,1	259,1	7	52,7	299	275,5	203
		257,1	8	51,89			
		255,1	9	51,08			
		253,1	10	50,29			
		249,1	12	48,71			

Продолжение табл. II. 9

Условный диаметр, мм	Трубы				Муфта		
	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний объем 1 м гладкой трубы, л	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина, мм
299	298,5	282,5	8	62,65	324	300,9	203
		280,5	9	61,76			
		278,5	10	60,89			
		276,5	11	60,02			
		274,5	12	59,15			
324	323,9	305,9	9	73,46	351	326,3	203
		303,9	10	72,5			
		301,9	11	71,55			
		299,9	12	70,6			
340	339,7	321,7	9	81,24	365	342,1	203
		319,7	10	80,23			
		317,7	11	79,23			
		315,7	12	78,24			
407	406,4	388,4	9	118,42	432	408,8	228
		386,4	10	117,2			
		384,4	11	115,99			
		382,4	12	114,79			
508	508	486	11	185,41	533	510,4	228

Таблица II.10

Диаметры колонковых долот, применяемых в структурно-колонковом бурении

Коронки, долота	Диаметр, мм
Алмазные	36, 46, 59
С резцами из твердого сплава	55, 58, 65, 75, 85, 91, 100, 110, 130, 150
Трехшарошечные	87, 97, 118, 129, 135, 140, 145, 161
Лопастные	100, 115, 130, 118, 135, 140, 190, 243

Таблица II.11

Время перемещения промывочной жидкости (в мин на 100 м) в бурильных трубах

Расход промывочной жидкости, л/с	Условный диаметр бурильных труб, мм									
	114			140			168			
	Толщина стенок, мм									
	8	9	10	8	9	10	8	9	10	11
5	2,51	2,41	2,31	4,10	3,97	3,83	6,07	5,90	5,73	5,57
10	1,26	1,21	1,14	2,05	1,98	1,92	3,04	2,95	2,87	2,78
15	0,838	0,804	0,771	1,37	1,32	1,28	2,02	1,97	1,91	1,85
20	0,628	0,600	0,578	1,02	0,992	0,958	1,52	1,47	1,43	1,39
25	0,503	0,483	0,463	0,820	0,793	0,767	1,21	1,18	1,15	1,11
30	0,419	0,402	0,385	0,683	0,661	0,639	1,01	0,983	0,955	0,928
35	0,359	0,344	0,330	0,586	0,567	0,548	0,867	0,843	0,819	0,795

Таблица II.12

Классификация промывочных жидкостей

Показатель	Название
Основа	Водная Малоглинистые Глинистые Битумные Пресные <5
Степень минерализации (условно, по ионам NaCl), г/л	Слабоминерализованные 5—20 Среднеминерализованные 20—50 Высокоминерализованные >50
Солевой состав	Хлоронатриевые Хлоромагниевые Хлорокальциевые Известковые Гипсовые Силикатные
Состав наполняющей фазы	Эмульсионные (нефть в воде или вода в нефти) Аэрированные
Водородный показатель (pH)	Высокощелочные >11,5 Среднещелочные 8,5—11,5 Слабощелочные 7—8 Нейтральные 7 Кислые <7
Наличие химической обработки	Обработанные Необработанные
Плотность, г/см³	<1 (облегченные) 1<1,3 (нормальные) 1,3<2,3 (утяжеленные)

ряется в секундах. Пластическая вязкость ПЖ является коэффициентом пропорциональности между переменной составляющей касательных напряжений и градиентом скорости сдвига и характеризует вязкостное сопротивление ПЖ в потоке. Эффективная вязкость ПЖ является коэффициентом пропорциональности между суммой переменной и постоянной составляющих касательных напряжений и градиентом скорости сдвига. Она характеризует прочностное и вязкостное сопротивление ПЖ в потоке. Единица измерения динамической вязкости в СИ — паскаль-секунда (Па·с). Эта единица велика, поэтому для выражения динамической вязкости целесообразно применять единицу миллипаскаль-секунда (мПа·с).

Водоотдача ПЖ характеризуется объемом фильтрата, отделившегося за 30 мин при пропускании ПЖ через бумажный фильтр диаметром 75 мм. Измеряется в см³ приборами ВГ-1, ВМ-6, ФП-3.

Таблица II.13

Объем затрубного пространства скважины (в м³) в зависимости от диаметра и глубины спуска колонны обсадных труб

| Глубина спуска колонны, м | Диаметр скважины, мм | Наружный диаметр обсадных труб, мм | | |

Таблица II.15

Технические характеристики испытательных инструментов

Показатель	КИИ-65	КИИ-2м-95	КИИ-2м-146	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр, мм	65	95	146	127	146
Общая длина комплекта, м	20,0	21,6	17,8	27,2	27,4
Максимальная длина узла, м	2,6	2,5	2,3	2,9	2,9
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200	5680	5440
Максимальная масса узла, кг	46	110	200	163	236
Размер присоединительных резьб, мм	3—50	3—76	3—121	3—101	3—121
Допустимая нагрузка, кН:					
сжатия	147	294	588	1226	1471
растяжения	98	245	367	588	686
Допустимый крутящий момент, кН·м	4	6	8	7,5	10
Допустимое давление окружающей среды, МПа	80	80	70	100	100
Максимальная температура окружающей среды (°С) для инструментов:					
с обычной резиной	130	130	130	130	130
с термостойкой резиной	200	200	200	200	200
Диаметр исследуемых скважин, мм	76—109	109—150	190—295	161—243	190—295

ется из поинтервальных испытаний в процессе бурения их и освоения промышленно-продуктивных пластов после крепления скважины.

Испытания пластов в открытом стволе скважины осуществляются испытателями пластов на трубах, в которые входят следующие основные узлы (снизу вверх) (рис. II.2).

Узел опоры — опорный башмак при опоре на забой или якорь при «висячей» установке.

Хвостовик — набор утяжеленных бурильных труб с заглушенным верхним концом — заполняет расстояние от опоры до испытуемого интервала.

Фильтр — набор толстостенных труб с щелевидными или круглыми отверстиями — служит для очистки поступающей в пластоиспытатель жидкости от кусков породы.

Пакер — массивное резиновое цилиндрическое уплотнение на металлическом корпусе (механический пакер) или армированный цилиндрический резиновый мешок (гидравлический пакер) — служит для изоляции испытуемого интервала от остальной части ствола скважины.

Ясс гидравлический (раздвижная штанга) создает циклические удары для облегчения освобождения инструмента в случае прихвата хвостовика или пакера во время испытания, срабатывает при превышении расчетной растягивающей нагрузки на инструмент.

Собственно испытатель пластов содержит систему клапанов, обеспечивающих уравнение давления над и под пакером во время спуско-подъемных операций (уравнительный клапан), сообщение полости бурильных труб с подпакерным или межпакерным пространством (приемный клапан) в период испытания пласта. Имеются одно-, двух- и многоцикловые испытатели.

Запорное устройство вращательного или поступательного действия отсекает полость бурильных труб от подпакерного пространства для получения кривой восстановления давления в зоне испытания. Имеются одно-, двух- и многоцикловые запорные устройства.

Герметичный пробоотборник обеспечивает получение герметизированной пробы пластового флюида. Имеются пробоотборники автономного управления, а также вмонтированные в тело испытателя.

Приборный патрубок предназначен для установки глубинных манометров и термометров.

Циркуляционный клапан обеспечивает возможность прямой и обратной промывок и замены жидкости в бурильных трубах. Отобранный в процессе испытания пласта флюид отводится через устьевую головку и специальную отводную линию в емкость за пределами буровой.

В табл. II.6—II.14 —I.17 даны сведения об испытателях пластов и бурильных трубах. Успешная установка пакера обеспечивается подбором соответствующего диаметра и длины выбираемой площадки с ростом глубины скважины (табл. II.18 и II.19).

Таблица II.16

Узлы испытательных инструментов

Узел	КИИ-2м-95, КИИ-2м-146			МИГ-127, МИГ-146		
	Шифр	Количество в комплекте	Характеристика	Шифр	Количество в комплекте	Характеристика
Испытатель пластов	ИПГ	1	Гидравлический одноцикловый	ИПМ-2	1	Гидравлический многоцикловый
Пакер	ПЦ-2	1	Механический с с резинометаллическим уплотнением	ПЦР-2	2	Механический с резинометаллическим уплотнением секционный
Запорный клапан	ЗПК-2	1	Двухцикловый поворотного действия	КЗ-1	1	Двухцикловый механический
Ясс	ЯГ	1	Гидравлический открытого типа	ЯГЗ-2	1	Гидравлический закрытый
Клапан циркуляционный	КЦ	1	Шпилечного типа	КЦМ-2	1	С гидравлическим тормозом
Уравнительное устройство селективного испытания	—	—	—	УУ-2	1	Механическое одноцикловое
Безопасный замок	—	—	—	ЗБ-2	1	Механический, разъединяется вращением и расхаживанием
Распределитель давления между пакерами	—	—	—	РД	1	Пружинный с гидравлической неуравновешенностью
Гидравлический забойный штуцер	—	—	—	Ц-12	1	С гидравлическим тормозом
Устройство для вращения труб выше ИПТ	—	—	—	УРВ-2	1	Комбинированное с раздвижным механизмом
Устройство для сжатия ИПТ	—	—	—	ПСГ-2	1	Гидромеханическое
Устройство для опрессовки узлов	УО	1	Гидравлический насос с ручным приводом	ГУО	1	Гидравлический насос с ручным приводом
Подгонные патрубки	—	—	—	П	5	—
Фильтр	—	2	Трубы длиной 2 м	Ф-2	5	Трубы длиной 0,5—2 м
Приборный патрубок	ПП	2	—	ПП-2	1	—
Глубинные регистрирующие автономные манометры	МГИ	3	Геликсного типа с продолжительностью регистрации до 24 ч	МГИ, МГН	4	Геликсного типа с продолжительностью регистрации 24—32 ч
Набор переводников	—	—	—	ПЛ	2	
Глубинный пробоотборник	—	—	—	ПИГ-2	1	Автономный герметичный

Таблица II.17

Безопасное число оборотов при закручивании колонны труб с минимальной толщиной стенок

Длина бурильной колонны, м	Марка стали	Диаметр трубы, мм					
		140	127	114	102	89	73
1000	Д16Т	2	3	3	—	4	5
	Д	2	3	3	4	5	6
	К	4	5	6	7	8	9
	Е	5	5	6	7	8	11
1500	Д16Т	7	10	11	2	12	14
	Д	5	6	6	7	9	10
	К	6	8	9	10	11	14
	Е	7	8	9	10	11	16
2000	Д16Т	8	9	10	—	12	15
	Д	6	7	8	9	10	12
	К	8	10	12	13	15	18
	Е	9	11	12	13	15	21
2500	Д16Т	8	9	11	—	13	16
	Д	7	8	8	9	11	13
	К	10	12	13	15	17	20
	Е	12	13	14	16	18	24
3000	Д16Т	10	12	14	—	16	18
	Д	6	7	8	9	10	13
	К	11	13	14	16	19	21
	Е	13	15	17	18	21	26
4000	Д16Т	13	15	17	—	20	24
	К	11	12	14	16	19	22
	Е	15	16	18	20	22	27
5000	Д16Т	15	17	20	—	25	30
	К	2	3	4	6	8	8
	Е	11	12	13	15	17	21

Испытание пласта осуществляется после спуска испытателя. С помощью пакерующего устройства производится изоляция испытуемого интервала от верхней части ствола скважины. Затем открывается приемный клапан испытателя, в результате чего испытуемый пласт сообщается с полостью пустых или частично заполненных бурильных труб. За счет разности давлений под пакером и в полости бурильных труб находящаяся в подпакерном пространстве жидкость через фильтр хвостовика поступает в полость бурильных труб (открытый период). Попавшая в бурильные трубы жидкость изолируется путем закрытия запорного устройства (закрытый период). После записи кривой восстановления давления в подпакерном пространстве открывается уравнительный клапан, в результате чего давление над и под пакером выравнивается за счет перетока промывочной жидкости под пакер. После этого поднимают колонну бурильных труб на поверхность и исследуют отобранный флюид для оценки характера насыщения пласта. Диаграммы давлений (рис. II.3) в интервале испытаний, снятые с помощью глубинных манометров в открытый и закрытый периоды, обрабатывают с целью получения гидродинамических характеристик пласта.

Таблица II.18

Размеры пакеров для типовых диаметров скважин

Диаметр скважины (долото), мм	Пакер нормальной проходимости, мм	Пакер повышенной устойчивости, мм	Пакер облегченной проходимости, мм
98	87	90	83
132	120	127	115
140	127	135	123
145	135	140	127
190	173	180	167
214	195	202	188
243	220	230	210
295	270	280	258

Таблица II.19

Минимальные длины площадок для установки пакера

Глубина установки пакера, м	Минимальная длина площадки, м	Глубина установки пакера, м	Минимальная длина площадки, м
500	2,5	3000	5,0
1000	3,0	3500	5,5
1500	3,5	4000	6,0
2000	4,0	4500	6,5
2500	4,5	5000	7,0

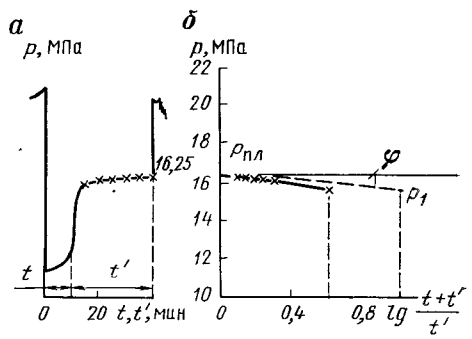


Рис. II.3. Определение пластового давления.

а — кривая изменения давления; *б* — обработка кривой с целью определения пластового давления

Параметры пласта определяют исходя из уравнения для радиального потока при упругом режиме:

$$p = p_{пл} - 183\,\frac{Q\mu B}{kh}\,\lg\frac{t+t'}{t'}, \qquad (II.1)$$

где p — текущее значение давления в МПа; $p_{пл}$ — статическое пластовое давление в МПа; Q — средний дебит за время притока в м³/с; μ — динамическая вязкость жидкости или газа в пластовых условиях в мПа·с; B — объемный коэффициент жидкости или газа в пластовых условиях; k — коэффициент средней эффективной проницаемости отдающего интервала в мкм²; h — эффективная мощность пласта (отдающий интервал) в м; t — время притока в с; t' — текущее время восстановления давления в с.

Для определения $p_{пл}$ диаграмму давления перестраивают в график в координатах p и $\lg\frac{t+t'}{t'}$ (рис. II.3, *б*). График имеет вид наклонной прямой, пересекающей ось p в точке, соответствующей значению $p_{пл}$. Иногда не все точки ложатся на прямую, тогда график проводят по точкам с наибольшим значением p.

При установившемся режиме, т. е. наличии однофазной жидкости или газа в однородной среде, величины Q, μ, B, k, h являются постоянными и выражение (II.1) принимает вид

$$\frac{p_{пл}-p}{\lg\frac{t+t'}{t'}} = \frac{183Q\mu B}{kh} = M. \qquad (II.2)$$

По кривой восстановления давления, полученной в закрытый период, определяют постоянную величину M. Для этого прямую пластового давления $p_{пл}$ продолжают до значения $\lg\frac{t+t'}{t'}=1$ и находят численное значение p_1. Затем вычисляют

$$M = p_{пл} - p_1.$$

Величина M характеризует интенсивность притока.

Дебит пласта Q определяют с учетом внутреннего диаметра труб по изменению высоты подъема жидкости в трубах за время притока:

$$Q = V/t,$$

где V — объем поступившей жидкости в м³; t — время притока в с.

Подставляя значение Q в (II.2) и принимая $B=1$, подсчитывают гидропроводность пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{183Q}{M}.$$

Исходя из величины гидропроводности kh/μ оценивают коэффициент k (μ определяют в лабораторных условиях, а h — по данным каротажа).

Далее оценивают коэффициент фактической продуктивности

$$k_ф = \frac{Q}{p_{пл} - p_{пр}},$$

где $p_{пр}$ — среднее значение забойного давления за период притока.

§ 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Дебиты скважин оценивают по уравнению Дюпюи для условий плоскорадиальной фильтрации

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{B\mu\ln(r_к/r_с + k_{сов})},$$

где $r_к$, $r_с$ — радиусы контура питания и скважины; $k_{сов}$ — коэффициент, учитывающий совершенство скважины по характеру и степени вскрытия пласта.

Фонтанные скважины — скважины, в которых подъем газожидкостной смеси от забоя на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) (табл. II.20) происходит под действием природной энергии. На устье скважины ставится устьевая головка для герметизации пространства между эксплуатационной колонной и НКТ, а также для подвески НКТ. На трубной головке монтируется фонтанная арматура (елка) для

Таблица II.20

Основные размеры (в мм) НКТ

Условный диаметр	Трубы				Муфта	
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Наружный диаметр высаженной части	Наружный диаметр	Длина
Трубы гладкие						
48	48,3	4,0	40,3	—	56,0	36,0
60	60,3	5,0	50,3	—	73,0	110,0
73	73,0	5,5	62,0	—	89,0	132,0
		7,0	59,0	—	89,0	132,0
89	88,9	6,5	76,0	—	107,0	146,0
102	101,6	6,5	88,6	—	121,0	150,0
114	114,3	7,0	100,3	—	132,5	156,0
Трубы с высаженными наружу концами						
33	33,4	3,5	26,4	37,3	48,3	89
42	42,2	3,5	35,4	46,0	56,0	95
48	48,3	4,0	40,3	53,2	63,5	100
60	60,3	5,0	50,3	65,9	78,0	126
		5,5	62,0	65,9	78,0	126
73	73,0	7,0	59,0	78,6	93,0	134
89	88,9	6,5	76,0	95,25	114,3	146
102	101,6	6,5	88,6	107,95	127,0	154
114	114,3	7,0	100,3	120,65	141,3	160

контроля и регулирования работы фонтанной скважины.

Фонтанная арматура имеет проходное сечение от 50 до 150 мм. Она может быть однорядной или двухрядной по числу спускаемых в скважину рядов труб, а по виду запорных устройств — с задвижками или с кранами. Промышленностью выпускается арматура на давление от 7 до 105 МПа.

Компрессорные скважины — скважины, в которых подъем газожидкостной смеси происходит под действием давления воздуха или газов, подведенных по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и НКТ. Если подводится газ, способ эксплуатации скважин называется газлифтным, если подводится воздух — эрлифтным. Если подается газ из газовых скважин без дополнительного сжатия, способ называется бескомпрессорным газлифтным. Уровень жидкости в неработающей скважине, одинаковый в НКТ и в кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной (затрубье) называется статическим; при установившейся работе скважины в затрубье устанавливается уровень ниже статического, называемый динамическим.

Положение статического и динамического уровней определяется соотношениями

$$H_{ст} = \frac{p_{пл}}{\delta g}; \quad H_{дин} = \frac{p_{заб}}{\delta g},$$

где δ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения.

Глубинно-насосные скважины — скважины, в которых подъем газожидкостной смеси от забоя на поверхность происходит под действием глубинных насосов. Различают насосы штанговые и бесштанговые.

Штанговые насосы бывают двух типов: вставные и невставные (трубные). Вставной насос опускается в скважину на штангах в собранном виде и скрепляется с НКТ с помощью замкового соединения. Невставные насосы характеризуются тем, что цилиндр спускается на НКТ, а плунжер с клапанами — на штангах. На устье НКТ и затрубье герметизируются с целью направления продукции в выкидную линию, а также для отбора газа из затрубья. Штанговые насосы приводятся в действие станками-качалками.

Высокодебитные скважины эксплуатируются с помощью погружных центробежных электронасосов. Компонентами такой установки являются: центробежный насос, электродвигатель, НКТ, бронированный кабель, устьевая арматура, кабельный барабан, трансформатор и станция управления. Центробежные электронасосы используются в эксплуатационных колоннах с внутренним диаметром 122, 130, 144 и 148 мм. Корпуса насосов имеют соответственно диаметр 92, 103, 114 и 123 мм.

Воздействие на продуктивный пласт применяется для восполнения пластовой энергии или улучшения коллекторских свойств в прискважинной зоне пластов.

При разработке залежей нефти и газа с целью воздействия на пласты применяют законтурное и внутриконтурное заводнение и закачку в пласты газа или воздуха. Закачка воды с добавками поверхностно-активного вещества и загустителей и использование различных методов воздействия на пласт (термические и термоакустический, термогазохимические методы, гидроразрыв, закачка смешивающихся с нефтью растворителей) повышают коэффициент нефтегазоотдачи и интенсивность темпов разработки залежи.

Система контроля разработки залежи и технологии эксплуатации скважин на основе повторных исследований наблюдательных, пьезометрических и действующих скважин геологическими, геофизическими и гидродинамическими методами позволяет обеспечить выбор наиболеее рациональных режимов разработки.

Глава III
ОБОРУДОВАНИЕ И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ ПРИ ГИС

§ 7. КАБЕЛИ ГРУЗОНЕСУЩИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ

Кабели грузонесущие геофизические служат для спуска в скважину и подъема из нее геофизических приборов, зондов, прострелочной и взрывной аппаратуры. Токопроводящие жилы кабелей используют для питания электроэнергией приборов и аппаратов в скважине, передачи электрических сигналов от этих приборов к регистрирующей аппаратуре и сигналов управления к аппаратуре в скважине. Кроме того, кабели применяют для определения глубины расположения приборов и зондов в скважине. В соответствии с СТ СЭВ 786—77 установлена следующая маркировка кабелей. В начале марки ставятся буквы КГ, обозначающие «кабель геофизический», далее последовательно указываются число

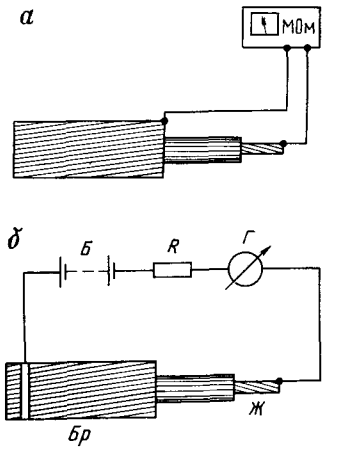
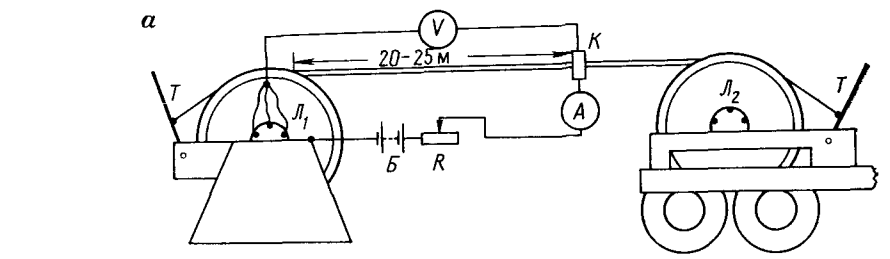


Рис. III.1. Схемы проверки качества изоляции:

а — с мегомметром, *б* — с гальванометром; *Б* — батарея; *R* — сопротивление; *Г* — гальванометр; *Бр* — броня; *Ж* — жила



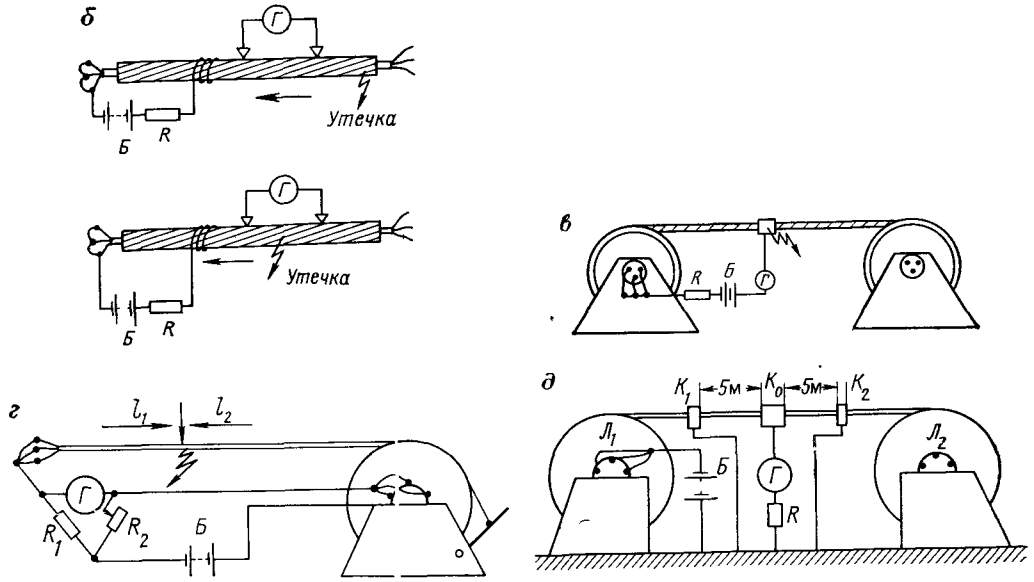


Рис. III.2. Определение места повреждения изоляции жилы кабеля методом:

а — Васильева, *б* — измерения падения потенциала, *в* — кольцевых электродов, *г* — мостовой схемы, *д* — трех контактов. $Л_1$ и $Л_2$ — лебедки подъемников, *Т* — тормоз; *Б* — батарея; *R* — резистор, *V* — вольтметр, *К* — контакт; *А* — амперметр, *Г* — гальванометр; l_1 и l_2 — длины кабеля от концов до места повреждения изоляции

жил в кабеле, разрывная прочность кабеля с закрепленными концами в кН и максимальная рабочая температура кабеля в °С. Для некоторых кабелей после цифр введены буквы: ВО — кабель в оплетке из волокнистого материала, Ш — кабель в шланговой оболочке, ШМ — кабель в маслостойкой шланговой оболочке, КШ — кабель коаксиальный в шланговой оболочке, К — кабель с одной коаксиальной парой. Так, кабель геофизический одножильный с разрывной прочностью 53 кН, рассчитанный на температуру 180 °С, обозначается КГ1-53-180 (табл. III. 1).

Конструкция кабелей и их применение (табл. III.1—III.4)

Эксплуатация кабелей

Не допускается сбрасывание бар абанов с кабелем из вагонов, с автомашин. Ка-

Таблица III.1

Кабели и их применение

Марка кабеля		Применение
по ранее действовавшей документации	по СТ СЭВ 786—77 и документации, не вошедшей в СТ	
КПКО-2	КГ1-24-90	Для всех видов ГИС, в том числе через лубрикатор
КПКО-6	КГ1-53-90	Для всех видов ГИС
КПКТ-6	КГ3-59-90	
КПКС-6	КГ7-59-90	
КОБДФМ-2	КГ1-24-180	Для всех видов ГИС, в том числе через лубрикатор
КОБДФ-6	КГ1-53-180	Для всех видов ГИС
КТБФ-6	КГ3-67-180	
КСБФ-6	КГ7-68-180	
КЗФ-6	КГ17-59-180ШМ	Для изготовления зондов, рассчитанных на температуру до 180 °С
ККФБ-1	КГ1-59-220	Для всех видов ГИС
ККТФБ-1	КГ1-59-250	
КФКО-6	КГ1-66-250	
ККТФБ-3	КГ3-78-250	
—	КГ17-66-250	Для изготовления зондов, рассчитанных на температуру до 250 °С
КТО-1	КГ3-10-70ВО	Для каротажных работ в мелких скважинах
КТО-2	КГ3-18-70ВО	Для всех видов ГИС в мелких скважинах
КТШ-0,3	КГ3-3-70Ш	Для каротажных работ с переносными станциями в мелких скважинах
КТШН-2	КГ3-18-70ШМ	Для всех видов геофизических работ в мелких скважинах
КРК-2	КГ1-44-90К	Для ГИС при высоких частотах (более 200 кГц)
КПКТ-2	КГ3-40-90 ТУ 16.505.395—80	Для всех видов ГИС, в том числе через лубрикатор
КТБД-6	КГ3-68-100	Для всех видов ГИС
КГФБ-1	КГ1-100-180	Для работ в скважинах глубиной до 10 км при температурах до 180 °С
КГФБ-3	ТУМЦ 0110-74 КГ3-110-180 ТУМЦ 0155-77	

бель не должен подвергаться ударам, резким изгибам, следует не допускать появления петель и узлов.

На барабан лебедки подъемника кабель наматывается с заводского барабана или другой лебедки в натянутом состоянии, иначе витки его врезаются в нижележащие слои и он запутывается. Кабель наматывается плотно виток к витку. При беспорядочной намотке портится броня кабеля и сам кабель. Во время подъема кабеля из скважины с него смывают промывочную жидкость. Нельзя применять кабели в скважине, в которой температура превышает теплостойкость кабеля.

Срок службы бронированных кабелей зависит от соотношения диаметров роликов блок-балансов или барабанов лебедок подъемников $d_б$ и кабелей $d_к$. Чем больше соотношение $d_б/d_к$, тем дольше срок службы кабели и меньше его износ. Существуют рациональные соотношения $d_б/d_к$, при которых кабель работает достаточно долго и становится непригодным из-за истирания проволок о стенки скважины. Рекомендуемые $d_б/d_к$ для разных скоростей v (в м/ч) движения бронированных кабелей следующие:

Таблица III.2

Общие характеристики грузонесущих геофизических кабелей

Марка кабеля	L, км	V, см³/м	δ, г/см³	m, кг/км	T, °С	p, МПа	Жила			Изоляция		Оболочка		Подушка под броню		Броня						$d_к$, мм
							$n_м$	$n_{ст}$	$d_м$	$d_{ст}$	$h_и$	$d_и$	$h_о$	$d_о$	$h_п$	$d_п$	Внутренний повив			Наружный повив			
																	$n_{пр}$	$d_{пр}$	$h_{св}$	$n_{пр}$	$d_{пр}$	$h_{св}$	
Конструкцию кабель-зонда, см. рис.III.1,*а*																							
КГ1-24-90	5,0	30	5,9	178	(—70)—90	40	7	—	0,37	—	0,7	2,50	—	—	—	—	12	0,8	35	14	1,1	50	6,3
КГ1-53-90	5,5	69	5,2	361	(—70)—90	80	7	6	0,68	0,5	1,5	4,68	—	—	0,25	5,3	16	1,1	50	19	1,3	72	9,4
КГ3-59-90	5,5	88	4,8	422	(—70)—90	80	7	—	0,37	—	0,7	2,50	2,0	—	0,2	7,9	19	1,1	67	20	1,3	88	10,6
КГ7-68-90	5,5	156	3,3	517	(—70)—90	80	7	—	0,37	—	0,7	2,50	2,5	—	—	—	21	1,1	85	27	1,3	106	12,5
КГ1-24-180	5,0	30	6,5	195	(—70)—180	100	7	—	0,37	—	0,7	2,50	1,0	6,0	—	—	12	0,8	35	14	1,1	50	6,3
КГ1-53-180	6,0	66	5,2	343	(—70)—180	100	7	—	0,37	—	1,4	3,90	—	—	0,25	4,4	15	1,1	51	19	1,3	70	9,2
КГ3-67-180	6,0	121	4,1	499	(—70)—180	100	7	—	0,37	—	0,9	2,90	—	—	0,5	7,2	21	1,1	65	23	1,3	83	12,1
КГ7-68-180	6,0	156	4,0	602	(—70)—180	100	7	—	0,37	—	0,7	2,50	—	—	0,2	7,7	20	1,1	54	22	1,3	81	12,5
КГ17-59-180ШМ	1,0	615	2,2	1400	(—70)—180	100	7	—	1,70	—	1,5	4,7	—	—	—	—	16	1,1	56	19	1,3	76	9,5
КГ1-59-220	7,0	77	5,3	407	(—70)—220	118	12	3	0,32	0,50	0,6	2,90	0,7	9,1	0,2	13,9	29	1,1	80	28	1,3	100	13,7
КГ1-59-250	7,0	77	5,1	395	(—70)—250	150	12	3	0,32	0,5	0,6	1,70	1,0	4,9	0,2	5,1	17	1,1	—	21	1,3	—	9,9
КГ1-66-250	7,5	78	5,2	415	(—70)—250	150	10	7	0,37	0,3	0,5	2,64	1,0	4,6	0,3	5,2	17	1,1	—	21	1,3	—	9,9
КГ3-78-250	7,0	153	4,3	671	(—70)—250	120	12	3	0,37	—	0,7	2,50	0,7	9,1	0,2	13,9	29	1,1	—	30	1,3	—	10,0
КГ17-59-250ШМ	1,0	615	2,2	1400	(—70)—250	120	Конструкцию кабель-зонда, см. рис.III.1,*б*																14,1
КГ3-10-70ВО	1,0	204	1,8	362	(—30)—70	30	1	18	0,41	0,4	1,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,1
КГ3-18-70ВО	1,0	280	1,7	480	(—30)—70	30	1	18	0,52	0,5	1,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	16,0
КГ3-3-70Ш	0,4	122	1,5	186	(—30)—70	30	7	12	0,25	0,25	1,0	—	2,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18,8
КГ3-18-70ШМ	2,0	298	1,9	567	(—30)—70	60	7	18	0,41	0,4	1,8	—	2,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	12,4
КГ1-44-90К	1,2	75	4,6	346	(—30)—90	80	7	—	0,37	—	1,2	—	1,0	6,0	—	—	27	0,8	—	20	1,1	—	19,4
КГ3-40-90	3,5	56	5,8	278	(—70)—90	60	7	—	0,37	—	0,5	2,1	—	—	0,1	4,4	20	0,8	42	20	1,1	65	9,8
КГ3-68-100	4,5	115	4,4	508	(—30)—100	80	7	—	0,37	—	0,8	2,7	0,3	3,31	0,2	7,3	21	1,1	66	23	1,3	88	8,3
КГ1-100-180	10 0	78	4,7	373	(—70)—180	150	12	—	1,70	—	1,5	4,7	—	—	—	—	16	1,1	56	19	1,3	76	12,1
КГ3-110-180	9,5	148	4,3	649	(—70)—180	150	12	—	1,70	—	1,2	4,1	—	—	0,2	8,9	27	1,1	80	28	1,3	100	13,7

Примечание. L — строительная длина; V — объем; δ — плотность; m — масса; T — рабочая температура; p — рабочее давление; $n_м$ — число медных проволок; $n_{ст}$ — число стальных проволок; $d_м$ — диаметр медных проволок; $d_{ст}$ — диаметр стальных проволок; $h_и$ — толщина изоляции, $d_и$ — диаметр жилы по изоляции; $h_о$ — толщина оболочки; $d_о$ — диаметр жилы по оболочке; $h_п$ — толщина подушки, $d_п$ — диаметр кабеля по подушке; $n_{пр}$ — число проволок в повиве брони; $d_{пр}$ — диаметр проволоки; $h_{св}$ — шаг свивки проволок брони; $d_к$ — наружный диаметр кабеля.

Таблица III.3

Механические характеристики грузонесущих геофизических кабелей

Марка кабеля	Разрывная прочность, кН		$\Delta l \cdot 10^7$, $Н^{-1}$		$\Delta l_t \cdot 10^6$, 1/°С	
	КЗ	КС	КЗ	КС	КЗ	КС
КГ1-24-90	36	26	4,07	4,72	14,6	15,1
КГ1-53-90	64	40	1,8	2,2	15,4	15,8
КГ3-58-90	75	53	1,43	1,64	16,2	16,7
КГ7-68-90	80	60	1,7	2,00	18,3	19,4
КГ1-24-180	32	25	4,07	4,72	14,8	15,2
КГ1-53-180	62	39	1,88	2,33	15,3	15,5
КГ3-67-180	80	57	1,54	1,77	17,3	17,7
КГ7-68-180	84	65	1,73	2,01	18,4	19,6
КГ1-59-220	68	42	1,7	2,07	—	—
КГ1-59-250	68	42	1,7	2,07	—	—
КГ1-66-250	70	43	1,72	2,1	—	—
КГ3-78-250	100	70	1,9	2,2	—	—
КГ3-10-70ВО	10	—	—	—	—	—
КГ3-18-70ВО	18	—	—	—	—	—
КГ3-3-70Ш	3	—	—	—	—	—
КГ3-18-70ШМ	18	—	—	—	—	—
КГ1-44-90К	44	—	—	—	—	—
КГ3-40-90	46	28	2,20	3,0	—	—
КГ3-68-100	75	53	1,43	1,64	16,2	16,7
КГ1-100-180	100	75	—	—	—	—
КГ3-110-180	110	80	—	—	—	—

Примечание. КЗ — концы кабеля закреплены при разрыве или растяжении, КС — кабель свободно подвешен в скважине, Δl — коэффициент упругого удлинения; Δl_t — коэффициент температурного удлинения. Эксплуатировать кабели в скважинах следует при максимальных натяжениях, не превышающих 60% от разрывных при закрепленных концах.

v	2000	4000	6000	8000	10 000
$d_б/d_к$	40	42	44	46	48

Чтобы предупредить обрыв кабеля в скважине во время освобождения прибора или груза от прихвата, разрывная прочность крепления кабеля к кабельному наконечнику должна быть равна $^1/_3$ прочности кабеля, что всегда обеспечивает достаточный запас прочности.

Запас прочности кабеля вблизи подъемника равен разности между разрывной прочностью кабеля с зажатыми концами и разрывной прочностью проволок в креплении с наконечником. В табл. III. 5 приведено рекомендуемое крепление верхнего повива брони к кабельному наконечнику при средней глубине скважин до 3 и 5 км, с учетом того, что будет иметься запас прочности кабеля, равный прочности крепления или ее двукратной величине.

Надежность бронированных кабелей характеризуется параметрами, указанными в табл. III. 6.

Кабель — изделие ремонтируемое и после устранения дефектов его можно продолжать эксплуатировать. Основные дефекты: нарушение изоляции токопроводящих жил и обрыв жил или кабеля.

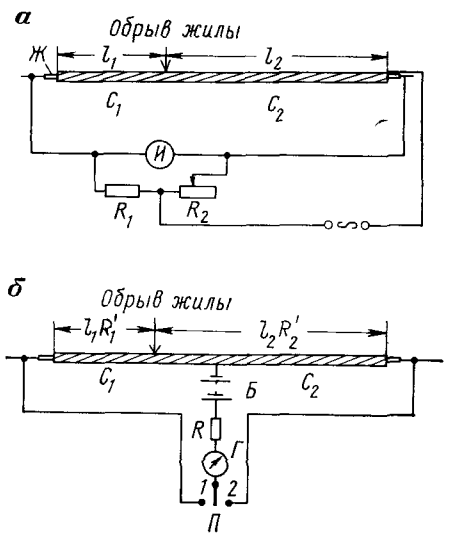


Рис. III.3. Определение места обрыва жилы бронированного кабеля.

а — по мостовой схеме, *б* — по схеме измерения зарядов емкостей отрезков кабеля длиной l_1 и l_2; *ж* — жила, C_1 и C_2 — емкость кабелей длиной l_1 и l_2; R, R_1 и R_2 — резисторы, R_1' и R_2' — сопротивления отрезков жил длиной l_1 и l_2, *Б* — батарея, *Г* — гальванометр, *И* — индикаторный прибор, *П* — переключатель

Определение мест нарушения изоляции кабелей

Качество изоляции токопроводящих жил характеризуется ее электрическим сопротивлением. Сопротивление изоляции не должно быть ниже 1,5 МОм/км, когда кабель находится в скважине. Сопротивление изоляции кабеля измеряют мегомметром или с помощью гальванометра по схеме рис. III. 1. Сопротивление изоляции R в МОм подсчитывают по формуле $R=E/i$, где E — напряжение батареи в В, i — сила тока через гальванометр в мкА.

При проверке сопротивления изоляции кабеля следует хорошо очистить и протереть изоляцию у конца жилы кабеля. Между жилой и броней существует емкость, поэтому при включении гальванометра наблюдается бросок стрелки гальванометра. Показания гальванометра отсчитывают через 0,5—1 мин после его включения в цепь. Если сопротивление изоляции низкое, отыскивают место повреждения изоляции одним из способов, указанных в табл. III. 7. В этой же таблице приведены способы обнаружения обрывов токопроводящих жил.

Таблица III.4

Электрические характеристики грузонесущих геофизических кабелей

Марка кабеля	Сопротивление жилы, Ом/км	Сопротивление изоляции, МОм/км	Емкость, МкФ/км		Индуктивность (в мГн/км) при $f=1$ кГц		Волновое сопротивление (в Ом/км) при $f=50$ кГц		Коэффициент затухания (в дБ/км) при $f=50$ кГц	
			жила — жила	жила — броня	жила — жила	жила — броня	жила — жила	жила — броня	жила — жила	жила — броня
КГ1-24-90	24	5000	—	0,09	—	0,80	—	64	—	0,065
КГ1-53-90	40	5000	—	0,11	—	1,82	—	100	—	0,035
КГ3-59-90	24	5000	0,06	0,12	3,10	1,80	108	66	0,04	0,060
КГ7-68-90	24	5000	0,08	0,13	2,50	2,20	108	67	0,036	0,073
КГ1-24-180	24	10000	—	0,20	—	0,80	—	59	—	0,087
КГ1-53-180	24	10000	—	0,13	—	2,42	—	65	—	0,052
КГ3-67-180	24	10000	0,09	0,13	3,60	2,50	120	64	—	0,045
КГ7-68-180	25	10000	—	0,14	2,80	1,90	—	67	—	0,070
КГ1-59-220	19	10000	—	0,13	—	1,40	—	64	—	0,055
КГ1-59-250	19	10000	—	0,12	—	1,45	—	67	—	0,060
КГ1-66-250	19	10000	—	0,12	—	1,40	—	64	—	0,060
КГ3-78-250	19	10000	0,06	0,13	—	—	129	69	0,04	0,050
КГ3-10-7000	56	100	—	—	—	—	—	—	—	—
КГ3-18-7000	38	100	—	—	—	—	—	—	—	—
КГ3-3-70Ш	50	100	—	—	—	—	—	—	—	—
КГ3-18-70ШМ	38	100	—	—	—	—	—	—	—	—
КГ1-44-90К	25	5000	—	0,10	—	10,00	—	52	—	—
КГ3-40-90	34	150	—	0,09	—	0,81	—	79	—	0,065
КГ3-68-100	34	150	0,10	0,17	1,60	1,25	—	72	—	0,070
КГ1-100-180	4	10000	—	0,18	—	—	—	42	—	0,065
КГ3-110-180	12	10000	—	0,13	—	—	—	65	—	0,070

Определение глубин

Кабели, опущенные в скважину, удлиняются под действием нагрузки (табл. III. 8). Удлинения кабелей, возникающие под действием их собственного веса, при одинаковых условиях в скважинах (глубина спуска кабеля, плотность промывочной жидкости) мало различаются для всех бронированных кабелей. Практически для всех кабелей можно использовать средние упругие удлинения в скважинах, возникающие под действием собственного веса (табл. III. 9).

Глубины спуска приборов в скважину определяются по длине кабеля, которая устанавливается: 1) грубо по счетчику оборотов ролика блок-баланса; неточности определения связаны с проскальзыванием кабеля и несоответствием диаметра кабеля длине окружности ролика; 2) по меткам, устанавливаемым на кабеле.

Кабель размечается с помощью мерной ленты или точной базы на разметочной установке. На бронированный кабель метки наносятся путем намагничения, на кабель в оплетке и шланге — шпагатом и изоляционной лентой. При разметке кабеля на буровой скважине она должна быть заполнена жидкостью (водой, промывочной жидкостью) с плотностью, близкой к плотности жидкости в других скважинах, где намечается проведение геофизических работ. При разметке кабеля на стационарной установке УРС-10 его предварительно перематывают на стационарную лебедку и размечают при натяжениях, приведенных в табл. III. 10 и III. 11.

Таблица III.5

Рекомендуемое число проволок верхнего повива брони кабелей для крепления к наконечнику

Марка кабеля	Диаметр проволоки, мм	Глубина скважины 3 км	Глубина скважины 5 км
КГ1-53-90; КГ1-53-180	1,1	10	7
КГ1-59-220; КГ1-59-250; КГ1-66-250	1,3	12	9
КГ3-68-100; КГ7-68-90; КГ3-67-180; КГ7-68-180	1,3	18	13
КГ3-78-250	1,3	22	19

Примечание. Кабели в шланге и оплетке крепятся к свечному мосту на 1/3 стальных проволок жил, медные жилы припаиваются к свечам все.

Таблица III.6

Средние параметры надежности кабелей на 1 км его длины

Показатель надежности	С изоляцией из полиэтилена		
	Среднее значение	Доверительный интервал	Среднее значение
	$l^*=3$ км		$l=5$ км
Пробег до первого отказа, км:			
изоляции	480	420—540	280
жилы	520	450—590	440
брони	460	400—520	300
Пробег на отказ **, км:			
изоляции	450	370—580	440
жилы	600	530—670	440
брони	320	270—370	150
Пробег кабеля до снятия с эксплуатации, км	760	670—850	420
Поток отказов, км	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$(1{,}9—2{,}6)\cdot10^{-3}$	$2{,}9\cdot10^{-3}$
Назначенный ресурс пробега на всю длину кабеля, км	2500	—	1700

Продолжение табл. III.6

Показатель надежности	С изоляцией из полиэтилена	С изоляцией из фторопласта	
	Доверительный интервал	Среднее значение	Доверительный интервал
	$l=5$ км	$l=5$ км	
Пробег до первого отказа, км:			
изоляции	280—320	970	560—1350
жилы	400—480	1440	1000—1880
брони	260—340	1050	620—1450
Пробег на отказ **, км			
изоляции	400—480	840	640—1050
жилы	400—480	1320	1200—1440
брони	140—170	1200	1040—1350
Пробег кабеля до снятия с эксплуатации, км	380—460	2000	300—2100
Поток отказов, км	$(2{,}7—3{,}2)\cdot10^{-3}$	$1{,}4\cdot10^{-3}$	$(1{,}2—1{,}7)\cdot10^{-3}$
Назначенный ресурс пробега на всю длину кабеля, км	—	1800	—

* l — глубина скважины, для которой получены показатели надежности.
** Отношение суммы пробегов кабелей (выбранных для определения надежности) между двумя соседними отказами к числу отказов за период эксплуатации всех кабелей.

Кабели размечают повторно после их удлинения в скважине или спустя некоторое время, так как даже вначале вытянутые кабели продолжают постепенно удлиняться. Повторную разметку кабелей рекомендуется проводить в сроки, указанные в табл. III. 12.

§ 8. КАРОТАЖНЫЕ ПОДЪЕМНИКИ И СТАНЦИИ

Для спуска и подъема скважинных приборов и зондов на геофизическом кабеле при проведении ГИС используются каротажные подъемники и станции. Каротажный подъемник устанавливается на отдельном автомобиле и работает совместно с самоходной каротажной лабораторией. В каротажной станции на одном автомобиле монтируется аппаратура каротажной лаборатории и каротажный подъемник (табл. III. 13 и III. 14).

Каротажные подъемники и станции подразделяются на самоходные и несамоходные (стационарные), несамоходные, в свою

Таблица III.7

Способы отыскания нарушений изоляции (утечек) и обрывов жил грузонесущих геофизических кабелей

Способ	Порядок проведения работ	Примечание
	Отыскание нарушений изоляции бронированных кабелей	
Способ Васильева (рис. III.2,*а*)	Кабель перематывают с одной лебедки на другую, причем обе лебедки или одна из них изолирована от земли. По броне кабеля от контакта на нем пропускают ток от батареи, регулируемый реостатом. Силу тока устанавливают 0,2 А и контролируют амперметром. Индикатором служит ламповый вольтметр, соединенный с жилами кабеля на коллекторе лебедки с одной стороны и контактом на броне кабеля с другой. Приближение места повреждения изоляции к контактному кольцу отмечается уменьшением показаний вольтметра. Минимальное показание вольтметра, близкое к нулю, указывает на прохождение места утечки через контактное кольцо	Этим способом **находят** места повреждения **изоляции** независимо **от их** числа. Место **ухудшения** качества **изоляции** определяется достаточно точно при сопротивлении изоляции **в месте** утечки тока до **2 МОм**
Измерения падения потенциалов на участке брони кабеля длиной 5—20 м (рис.III.2, *б*)	Кабель перематывают с одной лебедки на другую. Одна из лебедок изолирована от земли. Между жилой кабеля и броней прикладывается значительное напряжение от батареи, другой конец жилы изолируют. Перемещая кабель, измеряют падение напряжения на участке брони длиной 2—5 м. Прохождение места утечки между контактами отмечается небольшими показаниями гальванометра; удаление места утечки от контакта и приближение его к лебедке, корпус которой соединен с источником тока, соответствуют минимальным показаниям	Наблюдения **затрудняются** появлением э. д. с. поляризации, **которые** мешают **выявлять** весьма малые **падения** напряжения вдоль **брони**
Определение места нарушения изоляции жил кабеля методом кольцевых электродов при перемотке кабеля (рис. III.2,*в*)	Кабель перематывают с одной лебедки на другую, по броне кабеля скользит кольцо, соединенное с гальванометром, источником тока и сопротивлением, которое подключено к жилам кабеля через коллектор. Повреждение изоляции отмечается гальванометром, когда участок кабеля с утечкой переходит с одной лебедки на другую. Лебедки изолированы от земли	Определение **места утечки** менее точно **по сравнению** с определениями методами, описанными выше
Определение места утечки по мостовой схеме (рис. III.2,*г*)	Кабель не перематывают. Мостовая схема представляет собой мост постоянного тока, два плеча которого образованы сопротивлениями, а два других — жилами кабеля l_1 и l_2, длина которых измеряется от конца кабеля до места утечки. Питание моста от батареи, напряжение которой должно быть тем больше, чем выше сопротивление изоляции в месте утечки. Индикатором служит гальванометр, включенный между плечами моста. Расстояние от концов кабеля до места утечки определяется по уравнениям $l_1 = R_1 l/(R_1 + R_2)$; $l_2 = R_2 l/(R_1 + R_2)$, где $l = l_1 + l_2$ — полная длина кабеля	Этим способом **хорошо** определяются **места нарушения изоляции жил** кабеля, сопротивление которых не **превышает** 1 МОм. Способ **применим**, когда **имеется не** более одной утечки

Продолжение табл. III.7

Способ	Порядок проведения работ	Примечание
	Отыскание мест нарушения изоляции кабелей в оплетке и шланге	
Метод трех контактов (рис. III 2, д)	Кабель перематывают с одной лебедки на другую. На движущийся кабель накладывают три контакта (кольцо, ролик, мокрая ткань). Жилы кабеля с одного из коллекторов лебедок соединяют с полюсом батареи постоянного тока, другой полюс заземляют. Средний контакт на кабеле заземляют через гальванометр и предохранительное сопротивление, препятствующее протеканию токов, опасных для гальванометра. Два крайних контакта также заземляют. Место повреждения определяют по максимальному отклонению стрелки гальванометра	Наблюдается влияние э. д. с. поляризации электродов, которая мешает определению места утечки, если сопротивление изоляции велико
Метод высокого напряжения	Кабель помещают в бассейн с подсоленной водой. К жилам кабеля и металлической пластине, опущенной в воду, присоединяют выводы высоковольтной обмотки трансформатора (2—3 кВ). Включают трансформатор, слабая изоляция разрушается высоким напряжением, в этом месте выделяется газ (пузыри), наблюдается свечение воды, искрение Повреждение легко обнаруживается	Не применять напряжений более 3 кВ. Строго соблюдать технику безопасности, не держать кабель под напряжением более 1 мин
	Определение места обрыва жилы бронированного кабеля	
По схеме моста переменного тока (рис. III 3,*а*)	После включения тока мост балансируют изменением переменного сопротивления, пока стрелка индикатора займет нулевое положение. Условие равновесия моста $l_1R_2 = l_2R_1$, откуда $l_1 = lR_1/(R_1 + R_2)$; $l_2 = lR_2/(R_1 + R_2)$, где l_1 и l_2 — отрезки разорванной жилы длиной l; R_1 и R_2 — сопротивления плеч моста	Использование мостовой схемы возможно при наличии только одного обрыва жилы кабеля
По измерению зарядов емкостей отрезков кабеля (рис. III 3,*б*)	Переключатель $П$ ставят в положение *1* и по измерительному прибору отмечают силу тока i_1; затем переключатель $П$ ставят в положение *2* и отмечают ток i_2. Токи пропорциональны емкостям отрезков кабелей длиной l_1 и l_2. Следовательно, $l_1/l_2 = i_1/i_2$, откуда находят $l_1 = li_1/(i_1 + i_2)$; $l_2 = li_2/(i_1 + i_2)$, где $l = l_1 + l_2$ — общая длина кабеля	Точность определения места обрыва ±25 м. Для более точного определения измерения повторяют 3—5 раз и берут среднее значение l_1 и l_2
Определение места обрыва кабеля по измерению емкости отрезков порванной жилы	Прибором для определения малых емкостей измеряют емкости C_1 и C_2 между жилой и броней обоих отрезков кабеля длиной l_1 и l_2; учитывая, что $C_1/C_2 = l_1/l_2$; $l_1 = l - l_2$, $l_2 = l - l_1$, получают $l_1 = C_1l/(C_1 + C_2)$; $l_2 = C_2l/(C_1 + C_2)$, где l — общая длина кабеля	
	Сращивание бронированных кабелей	
	Производят только в случаях крайней необходимости. Вначале сращивают токопроводящие жилы и изолируют место сростки. Жилы в месте сростки должны допускать некоторое перемещение	

Продолжение табл. III.7

Способ	Порядок проведения работ	Примечание
Первый способ (рис. III 4,*а*)	Концы брони разделывают в соответствии с рисунком. Проволоки каждого повива на обоих концах разделяют на два пучка. При сращивании каждый пучок проволоки обматывают вокруг кабеля с переходом на другой пучок; концы закрепляют бандажом из стальной проволоки	
Второй способ (рис III 4,*б*)	Раскручивают проволоки с повивов брони, соединяют и изолируют жилы, обрезают проволоки внутреннего повива так, чтобы при наложении их не было стыка над местом соединения жил и чтобы каждая проволока была длиннее предыдущей на определенную величину; так же поступают и с проволоками наружного повива. Накладывают проволоки на кабель так, чтобы они занимали то же положение в повиве, как ранее в кабеле. Проволоки укладывают в стык, закрепляют бандажами из изоляционной ленты или тонкой стальной проволоки	Соединение обладает высокой надежностью. Кабель в месте соединения не имеет утолщения
	Сращивание кабелей в оплетке или шланге	
Сращивание с помощью спайки жил и соединительных патронов	Соединение кабелей производят в порядке, указанном на рис. III.4, *в* и *г*	Постоянное соединение (см. рис. III.4,*в*) и разъемное соединение (см. рис. III.4,*г*)

Таблица III.8

Нагрузки (в кН) кабеля вблизи устья скважины

Марка кабеля	Плотность промывочной жидкости, г/см³	Длина кабеля (в км) при скорости его подъема из скважины 3 км/ч						Длина кабеля (в км) в неподвижном состоянии					
		2	3	4	5	6	7	2	3	4	5	6	7
КГ1-24-90, КГ1-24-180	1,0	3,6	5,8	7,7	9,6	—	—	3,0	4,8	6,4	8	—	—
	1,5	3,0	5,2	6,4	8,2	—	—	2,5	3,8	5,1	6,4	—	—
	2,0	2,4	3,7	5,3	6,5	—	—	2,0	3,0	4,2	5,2	—	—
КГ1-53-90, КГ1-53-180, КГ1-44-90К, КГ1-100-180	1,0	7,0	10,2	13,3	17,0	20,4	22,0	5,8	8,5	11,5	14,2	17,0	20,0
	1,5	6,0	8,9	12,0	14,8	18,2	20,4	5,0	7,4	10,0	12,3	14,8	17,0
	2,0	5,3	7,8	10,4	13,2	15,6	18,4	4,4	6,5	8,7	11,0	13,0	15,2
КГ3-59-90, КГ1-59-220, КГ1-59-250, КГ1-66-250	1,0	7,9	12,2	16,2	20,4	24,6	28,4	6,6	10,1	13,5	17,0	20,3	23,7
	1,5	7,0	10,2	13,7	17,2	20,4	24,0	5,8	8,5	11,4	14,3	17,0	20,0
	2,2	5,5	8,2	10,8	13,3	16,2	19,2	4,6	6,8	9,0	11,5	13,6	16,0
КГ3-67-180, КГ3-68-100	1,0	9,2	14,2	18,3	22,8	27,2	31,6	7,7	11,4	15,1	19,0	22,7	26,3
	1,5	7,6	11,3	15,0	18,6	22,3	24,6	6,3	9,4	12,5	15,5	18,6	21,8
	2,2	5,8	8,4	11,4	14,1	16,8	19,8	4,8	7,0	9,5	11,7	14,0	16,5
КГ7-68-90	1,0	10,1	14,4	19,2	24,0	28,8	32,4	8,4	12,0	16,0	20,0	24,0	27,0
	1,5	8,3	12,0	15,6	19,8	26,0	27,6	6,9	10,0	13,0	16,5	19,8	23,0
	2,2	5,6	8,4	10,8	13,3	22,8	19,2	4,7	7,0	9,0	11,5	13,8	16,0
КГ3-78-250, КГ3-110-180 КГ3-68-180	1,0	12,0	18,0	24,6	30,6	36,0	42,0	10,0	15,0	20,3	25,5	30,0	35,0
	1,5	10,2	15,0	17,4	25,2	26,8	32,4	8,5	12,5	14,5	21,0	24,0	27,0
	2,2	7,8	12,0	16,2	20,6	24,0	27,6	6,5	10,0	13,5	16,8	20,0	23,0
КГ3-40-90	1,0	5,3	7,7	9,7	12,6	15,0	16,8	4,4	6,4	8,4	10,5	12,5	14,0
	1,5	4,7	6,4	8,4	10,8	12,8	15,0	3,9	5,3	7,0	9,0	10,7	12,5
	2,2	3,7	5,0	7,0	8,4	10,2	12,0	3,1	4,2	5,8	7,0	8,5	10,0

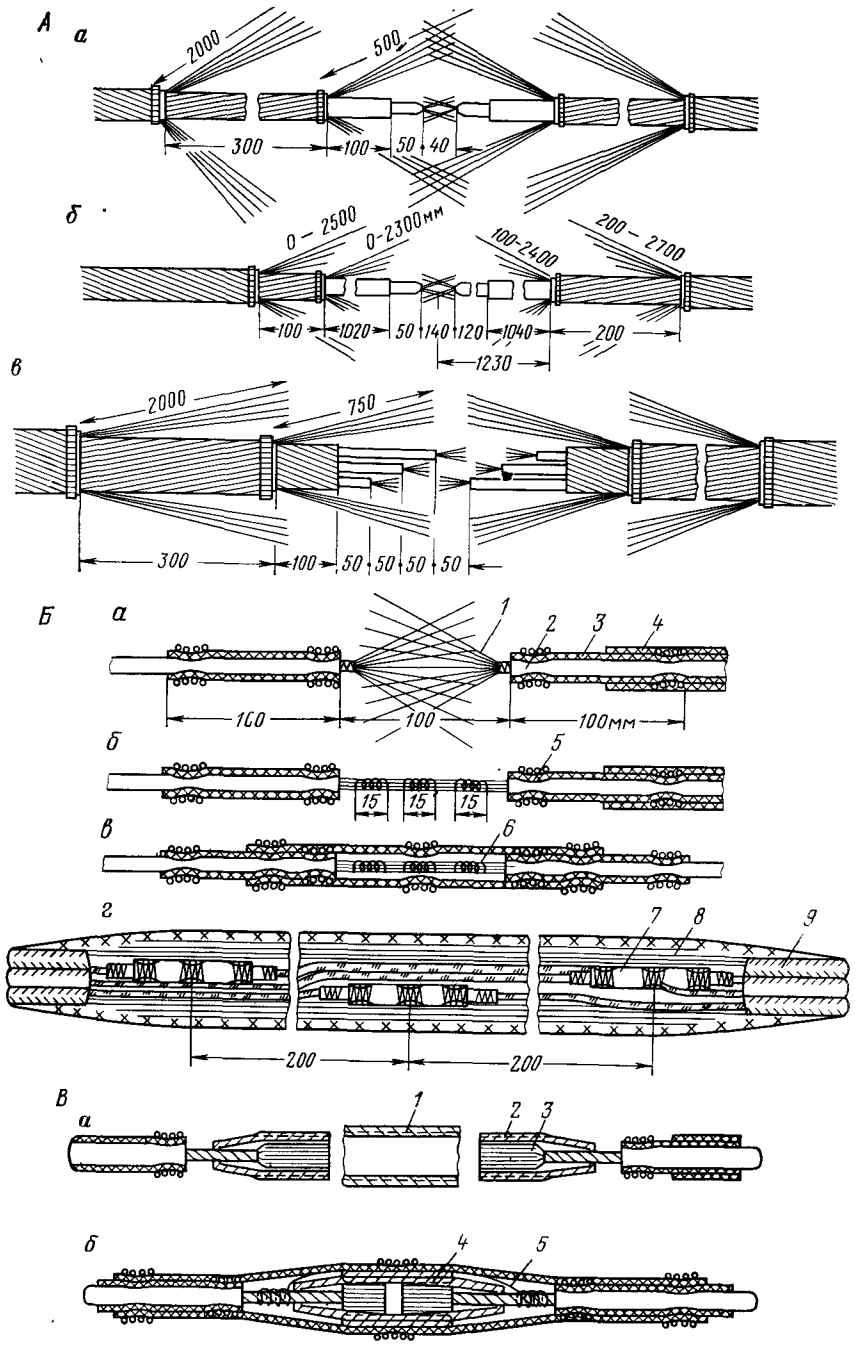


Рис. III.4. Сращивание кабелей.

А — бронированных: *а* и *б* — одножильных, *в* — трехжильных; *Б* — в шланге и оплетке — методом спаивания проволок жил; последовательность операций сращивания: *а* — подготовка жилы к сращиванию, *б* — соединение жил пайкой на бандаж, *в* — изоляция места спайки резиновыми трубками, *г* — соединение кабеля; *1* — проволоки жилы, *2* — резиновая изоляция, *3* и *4* — резиновые трубки, *5* — бандаж из ниток, *6* — пропайка оловом, *7* — изоляция места соединения, *8* — изоляция места сращивания кабеля, *9* — кабель:

В — в шланге и оплетке — методом соединительных патронов: *а* — подготовка жилы к сращиванию, *б* — соединение жил патроном и изоляция места соединения резиновыми трубками, *1* — муфта, *2* — патрон, *3* — соединение проволоки жилы с патроном, пропаянное оловом, *4* — жила, соединенная патроном, *5* — медная проволока

Таблица III.9

Средние удлинения (в м) бронированных кабелей в скважине под действием их собственного веса

Плотность промывочной жидкости, г/см³	Глубина спуска кабеля в скважину, км						
	1	2	3	4	5	6	7
1	0,53	1,06	1,59	2,12	2,66	3,2	3,8
1,5	0,46	0,92	1,38	1,84	2,30	3,0	3,5
2	0,38	0,76	1,13	1,51	1,89	2,2	2,6

очередь — на сухопутные, морские и переносные (разборные).

Самоходные каротажные подъемники и станции (рис. III. 5—III. 7) монтируются на автомобилях высокой проходимости (табл. III. 15) в кузове, разделенном перегородкой с окном на две секции. В передней секции находится рабочее место лебедчика, а в станции, кроме того, здесь устанавливается аппаратура каротажной лаборатории. В задней секции монтируется спуско-подъемный агрегат и другое каротажное оборудование.

Привод барабана каротажных подъемников (рис. III.8 и III.9) осуществляется

Таблица III.10

Натяжение (в кН) бронированных кабелей при разметке

Интервал глубин, км	Марка кабеля														
	КГ1-53-90			КГ3-40-90			КГ3-68-100 КГ3-59-90			КГ1-24-180 КГ1-24-90			КГ1-53-180		
	Плотность промывочной жидкости, г/см³														
	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0
0—0,5	2,0	1,8	1,6	1,3	1,2	1,0	2,8	2,6	2,4	0,8	0,6	0,4	1,5	1,4	1,3
0,5—1	3,8	3,4	3,1	2,4	2,1	1,7	5,5	5,0	4,5	1,4	1,0	0,8	3,2	3,0	3,8
1—1,5	5,6	5,0	4,8	3,7	3,2	2,6	8,0	7,4	6,4	2,0	1,7	1,4	4,8	4,5	4,2
1,5—2	7,2	6,8	6,2	4,9	4,2	3,4	10,5	9,5	8,5	2,8	2,4	2,0	6,5	6,0	5,5
2—2,5	9,0	8,6	7,8	6,1	5,2	4,3	13,0	12,0	10,7	3,4	3,3	2,6	8,2	7,6	7,0
2,5—3	11,0	10,0	9,2	7,4	6,3	5,4	15,9	14,4	12,8	4,0	3,6	3,0	9,8	9,1	8,3
3—3,5	12,6	12,0	11,4	8,6	7,4	6,3	18,3	16,6	15,0	4,8	4,2	3,6	11,5	10,7	9,8
3,5—4	14,4	13,6	12,3	9,6	8,3	7,2	21,0	19,0	17,0	5,4	4,8	4,2	13,2	12,2	11,2
4—4,5	16,2	15,2	14,0	11,0	9,4	8,1	23,6	21,4	19,0	6,2	5,4	4,6	14,8	13,7	12,6
4,5—5	18,0	17,0	15,4	12,0	10,6	9,0	26,0	23,8	21,0	6,8	6,0	5,2	16,5	15,3	14,0
5—5,5	19,8	18,6	17,0	—	—	—	28,6	26,0	23,0	7,6	6,8	5,8	18,1	16,8	15,3
5,5—6	21,8	20,3	18,4	—	—	—	31,2	28,3	25,4	8,2	7,3	6,3	19,8	18,4	16,8
6—6,5	—	—	—	—	—	—	33,8	30,6	27,6	9,0	8,0	7,9	21,5	19,9	18,1
6,5—7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. III.10

Интервал глубин, км	Марка кабеля											
	КГ3-67-180			КГ7-59-90 КГ7-68-180			КГ1-59-250 КГ1-66-250			КГ3-78-250		
	Плотность промывочной жидкости, г/см³											
	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0	1,0	1,5	2,0
0—0,5	1,8	1,7	1,6	2,0	1,6	1,4	1,5	1,4	1,3	2,1	1,9	1,7
0,5—1	4,3	3,9	3,5	4,3	3,5	3,0	3,4	3,0	2,6	6,0	4,5	4,0
1—1,5	6,7	6,1	5,4	6,4	5,3	4,5	5,2	4,5	4,0	9,0	7,0	6,0
1,5—2	9,0	8,3	7,5	8,5	7,2	6,2	7,0	6,0	5,3	11,8	9,8	8,0
2—2,5	11,5	10,4	9,3	10,6	9,0	7,8	8,8	7,8	6,8	14,6	12,2	10,2
2,5—3	14,0	12,5	11,2	12,8	10,8	9,4	10,6	9,4	8,2	17,6	14,8	12,4
3—3,5	16,3	14,7	13,2	15,0	12,6	11,0	12,2	11,0	9,6	20,6	17,0	14,4
3,5—4	18,8	17,0	15,2	17,0	14,6	12,6	14,0	12,6	11,0	23,4	20,0	16,4
4—4,5	21,0	19,0	18,0	19,2	16,6	14,2	16,0	14,2	12,3	26,4	22,6	18,8
4,5—5	23,5	21,1	19,0	21,2	18,4	15,8	17,8	15,8	13,8	29,4	25,0	21,0
5—5,5	25,8	23,3	20,8	23,6	20,4	17,5	19,4	17,4	15,2	32,0	27,4	23,0
5,5—6	28,2	25,5	22,8	25,6	22,0	19,0	21,2	19,0	16,4	35,4	30,0	25,0
6—6,5	30,6	27,6	24,7	—	—	—	23,2	20,5	17,9	38,6	32,8	27,0
6,5—7	33,0	29,6	26,5	—	—	—	25,0	22,2	19,5	40,0	35,4	29,0

Примечание. Вес груза на конце кабеля 600 Н, скорость подъема кабеля в скважине до 3 км/ч.

Таблица III.11

Натяжение (в кН) при разметке кабеля в оплетке и резиновом шланге

Интервал глубин, км	Марка кабеля			
	КГЗ-18-70ВО		КГЗ-18-70ШМ	
	Плотность промывочной жидкости в скважине, г/см³			
	1,0	1,5	1,0	1,5
0—0,5	1,10	0,42	1,25	0,50
0,5—1	2,23	0,85	2,50	1,05
1—1,5	3,43	1,27	3,75	1,55
1,5—2	4,46	1,90	5,00	2,10
2—3	6,86	2,56	7,50	3,10

Примечание. Вес груза на конце кабеля 600 Н, скорость подъема кабеля в скважине до 3 км/ч.

Таблица III.I

Частота повторной разметки кабеля

Средняя глубина скважины, км	Интервал времени между разметками кабеля, дни	Средняя глубина скважины, км	Интервал времени между разметками кабеля, дни
2—3	30	5—6	12
3—4	22	6—7	10
4—5	15		

от двигателя автомобиля через КПП, КОМ двухскоростной редуктор, цепную передачу. В приводе барабана подъемника ПК-С (см. рис. III.8) предусмотрена реверсивная передача. Привод барабана станции СК-Р (рис. III.10) осуществляется от гидродвигателя объемного действия через цепную передачу. Насос гидродвигателя приводится в действие электродвигателем, питающимся либо от сети переменного тока, либо от электроустановки автомобиля, ротор генератора которой вращается от двигателя автомобиля через КОМ, устанавливаемую на КПП.

Барабан (рис. III.11 и табл. III.16) лебедки подъемника имеет цилиндр (бочку), изготовленный из нержавеющего антимагнитного материала. При намотке кабеля его верхний конец пропускают через радиальное отверстие в цилиндре и через центральное отверстие в полуоси к коллектору. При этом броня обычно крепится к полуоси барабана, а токопроводящие жилы подсоединяются к клеммам подвижной части коллектора. К клеммам неподвижной его части подсоединяются выводы от измерительной схемы.

Коллектор (рис. III.12) устанавливается на кронштейне, укрепленном в корпусе подшипника барабана.

Намотка кабеля на барабан выполняется с помощью кабелеукладчика (рис. III.13).

Винт кабелеукладчика имеет механический привод от барабана (см. рис. III.8 III.9), позволяющий осуществлять ручную корректировку укладки кабеля, особенно необходимую при приближении кабеля к щеке барабана. В зависимости от типа наматываемого кабеля сменные шестерни привода винта кабелеукладчика подбираются так, чтобы ход X каретки *2* (см. рис. III.13) за один оборот барабана был близок к диаметру кабеля:

$$X = t/i_{пк} \approx d_к,$$

где t — шаг винта кабелеукладчика в мм; $i_{пк}$ — передаточное число привода кабелеукладчика; $d_к$ — наружный диаметр геофизического кабеля в мм.

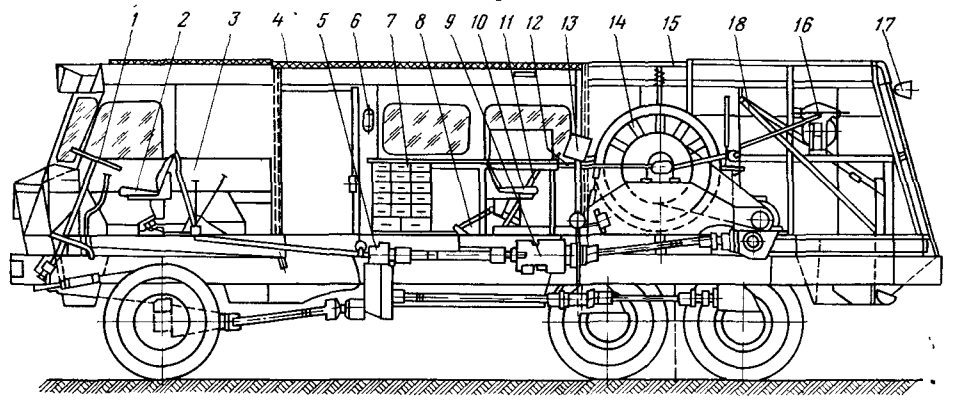


Рис. III.5. Подъемник ПК-С.

1 — шасси автомобиля КрАЗ-255Б; *2* — рабочее место шофера; *3* — диван; *4* — кузов передний; *5* — коробка отбора мощности (КОМ); *6* — огнетушитель; *7* — стол; *8* — рычаг управления КОМ; *9* — двухскоростной редуктор; *10* — рабочее место машиниста-лебедчика; *11* — рычаг ручного тормоза барабана; *12* — корректор кабелеукладчика; *13* — пульт лебедчика; *14* — спуско-подъемный агрегат; *15* — кузов задний; *16* — измеритель длины и натяжения кабеля; *17* — динамик громкоговорящего устройства; *18* — грузоподъемное устройство

Таблица III.13

Основные типы каротажных подъемников и станций

Наименование, тип	База монтажа	Марка геофизического кабеля (СТ СЭВ 786—77)	Глубина скважины, м	Максимальное тяговое усилие на первых двух рядах намотки на барабане, даН	Диапазон скоростей подъема и спуска кабеля**, м/с (м/ч)	Привод барабана
Самоходный каротажный подъемник ПК-С	Шасси автомобиля КрАЗ-255Б	КГЗ-78-250 КГЗ-67-180 КГ1-59-250 КГ1-53-180	7200 6000* 7000* 6000*	8000	0,023—3,36 (85—12100) Спуск — 0,023—3,36	От двигателя автомобиля через КПП, КОМ*** двухскоростной редуктор, конический дифференциальный редуктор и цепную передачу на две стороны барабана (см. рис. III.8)
Самоходный каротажный подъемник ПК-4	Шасси автомобиля Урал-375А	КГЗ-78-250 КГЗ-67-180 КГ1-53-180	4000 5000 6000*	6000	0,029—2,25 (105—8100) Спуск — 0,027—0,26 (98—949)	От двигателя автомобиля через КПП, КОМ, двухскоростной редуктор и цепную передачу (см. рис. III.9)
Самоходный каротажный подъемник ПК-2	Шасси автомобиля ЗИЛ-131	КГЗ-67-180 КГ1-53-180 КГ1-53-90	4000 4500 4200	3000	0,05—3,583 (182—12900) Спуск — 0,052—0,505 (188—1820)	
Несамоходный каротажный подъемник ПК-2В	Рама, транспортируемая вертолетом или другим видом транспорта	КГ1-78-250 КГЗ-67-180 КГ1-53-180 КГ7-68-180	2800 3500 6000* 3500	3000	0,0138—2,22 (50—8000) Спуск — не более 0,416 (1500)	От карбюраторного двигателя внутреннего сгорания через КПП, двухскоростной редуктор, конический редуктор и цепную передачу (см. рис. III.17)
Каротажная станция АКС-65 (самоходная)	Каротажный подъемник ПК-4	КГЗ-78-250 КГЗ-67-180 КГЗ-53-180	4000 5000 6000*	6000	0,029—2,25 (105—8100) Спуск — 0,027—0,26 (98—940)	От двигателя автомобиля через КПП, КОМ, двухскоростной редуктор и цепную передачу (см. рис. III.9)

Продолжение табл. III.13

Наименование, тип	База монтажа	Марка основного геофизического кабеля (СТ СЭВ 786—77)	Глубина скважины, м	Максимальное тяговое усилие на первых двух рядах намотки на барабане, даН	Привод барабана	Диапазон скоростей подъема и спуска кабеля**, м/с (м/ч)
Самоходная каротажная станция СК-1А	Шасси автомобиля ЗИЛ-131	КГ1-53-180	2700	2000	То же	0,017—2,62 (62—9446) Спуск — 0,018—0,369 (66—1330)
		КПКТ-2	3000			
Самоходная каротажная станция АЭКС-1500	Шасси автомобиля ЗИЛ-131	КГ3-18-70ВО	1500	1800		0,061—3,416 (220—12300) Спуск 0,063—0,488 (230—1760)
Самоходная каротажная станция ВПС-63	Шасси автомобиля ЗИЛ-131	КГ3-10-70ВО	900	1000		0,045—2,594 (165—9340) Спуск — 0,048—0,37 (175—1320)
Самоходная каротажная станция СКВ-69	Шасси автомобиля ГАЗ-66-05	КПКТ-2	700	400		0,033—2,066 (120—7440) Спуск — 0,0277—0,26 (100—936)
Самоходная каротажная станция СК-Р (рудная)	Шасси автомобиля ГАЗ-66-05	КПКТ-2	700	500	От гидродвигателя объемного действия через цепную передачу (см. рис. III. 10)	0,5—0,972 (0—3500) Плавное регулирование скорости во всем диапазоне

* Глубина ограничивается строительной длиной геофизического кабеля. Вместимость барабана подъемника указана в табл. III.17.
** Диапазоны скоростей подъема и спуска кабеля рассчитаны по среднему диаметру барабана $d_{ср} = d_{щ} + d_{б}/2$, где $d_{щ}$ — диаметр щеки барабана; $d_{б}$ — диаметр бочки (цилиндра) барабана.
*** КПП — коробка переменных передач; КОМ — коробка отбора мощности.

Таблица III.14

Характеристика измерительно-регистрирующей аппаратуры каротажных станций на одном автомобиле

Параметр	Станция		
	АКС-65	СК-1А	СКВ-69
Регистратор	НО-15	НО-15	НО-17
Число измерительных каналов	4	4	3
Число гальванометров	12	12	6
Напряжение питания, В	220±10 % 380±10 %	220±10 % 380±10 %	127±10 % 220±10 %
Размеры, мм	8050×2580×3260	7040×2540×3150	5980×2380×3000
Масса, кг	13200	9395	5500

Примечание. Вид записи — аналоговый, осциллографический на фотобумагу в функции глубины. Ширина бумаги 200 мм. Масштаб записи 1 : 5 : 25. Масштабы глубины: 1 : 500; 1 : 200, 1 : 100; 1 : 50; 1 : 20. Частота питания 50 ±2,5 Гц. Чувствительность при записи КС 0,2—904 см/Ом. Характеристики каротажных станций АЭКС-1500, СК-Р и лабораторий АКСЛ-7, ЛЦК-10 даны в § 48, 49.

Тормозная система барабана (рис. III.14) имеет ленточноколодочные или ленточные тормоза, охватывающие тормозные дорожки либо с двух сторон, либо с одной стороны барабана. При охватывании дорожек с двух сторон применяется балансир, уравнивающий давление лент на обе дорожки. В тормозной системе каротажных подъемников ПК-2, ПК-4, ПК-С предусмотрены ручное и пневматическое управления, способные работать как отдельно, так и вместе.

Несамоходный каротажный подъемник (рис. III.15) монтируется на раме, имеющей вид саней. Кабина лебедчика отделена от спуско-подъемного агрегата подъемника перегородкой со смотровым окном. В лебедочном отделении смонтирован спуско-подъемный агрегат, идентичный агрегату самоходных каротажных подъемников. Привод барабана (рис. III.16) не имеет КОМ.

§ 9. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Вспомогательное оборудование каротажных подъемников и станций служит для питания и контроля входящих в их состав агрегатов и управления ими (рис. III.17).

Силовой блок преобразует напряжения промышленной сети в напряжения 110, 12 и 6 В. Питание силового блока осуществляется либо через входной щиток от каротажной лаборатории, либо непосредственно от источника тока через кабель «сеть» смоточного устройства (рис. III.18).

Пульт лебедчика обеспечивает контроль режима работы двигателя, управление освещением кузова, контроль глубины погружения прибора в скважи-

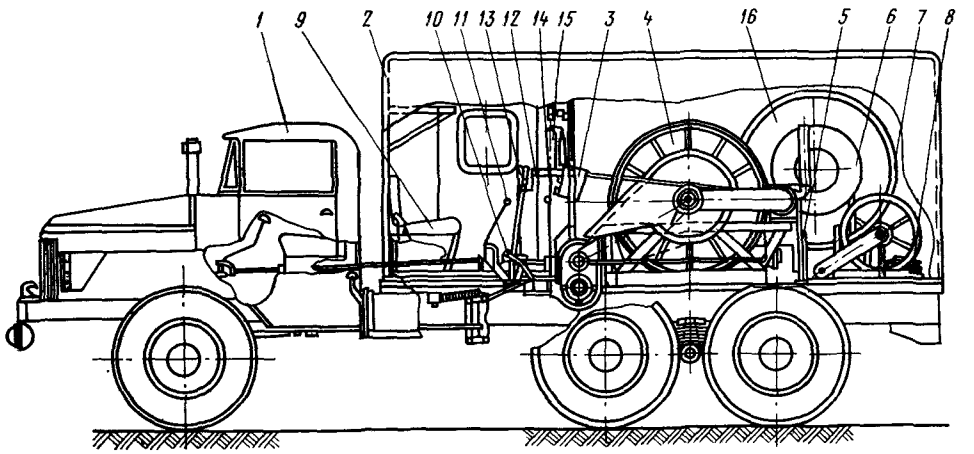


Рис. III.6. Подъемник ПК-4.

1 — шасси автомобиля Урал-375А; *2* — кузов; *3* — пульт лебедчика; *4* — спуско-подъемный агрегат; *5* — блок направляющий; *6* — блок роторный; *7* — блок подвесной; *8* — каротажные грузы; *9* — диван; *10* — педаль дублера управления сцеплением; *11* — рычаг переключения КПП; *12* — рукоятка корректора кабелеукладчика; *13* — рычаг ручного тормоза барабана; *14* — рычаг управления дедуктором; *15* — огнетушитель; *16* — запасное колесо

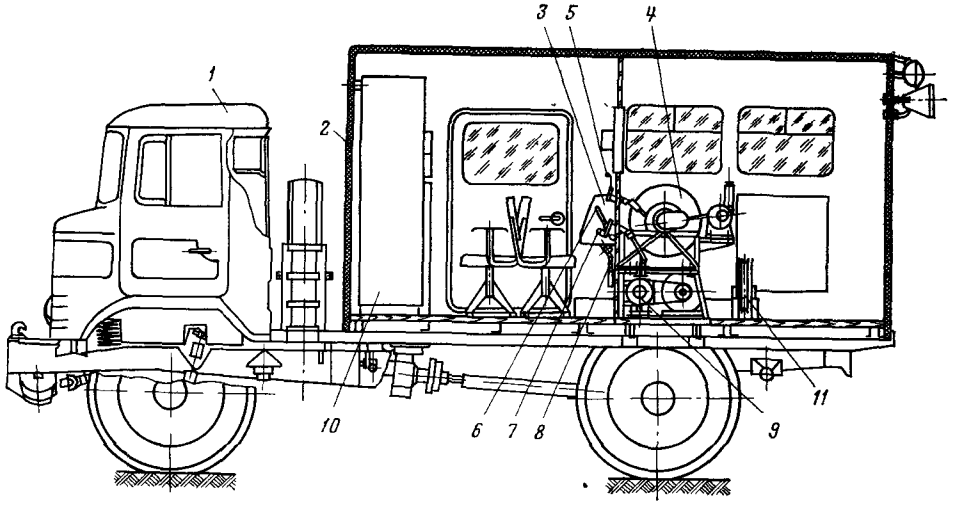


Рис. III.7. Станция СК-Р.

1 — шасси автомобиля ГАЗ-66; *2* — кузов; *3* — пульт лебедчика; *4* — спуско-подъемный агрегат; *5* — рукоятка корректора кабелеукладчика; *6* — рычаг тормоза барабана; *7* — ручка управления гидравлическим двигателем привода лебедки; *8* — ручка управления муфтой включения привода, *9* — гидравлический привод; *10* — контрольно-измерительная аппаратура, *11* — устьевое каротажное оборудование

Таблица III.15

Техническая характеристика автомобилей, на которых монтируются каротажные подъемники и станции

Параметры	Шасси автомобиля			
	ГАЗ-66	ЗИЛ-131	Урал-375А	КрАЗ-255Б
Грузоподъемность, кН	20	35—50	51	75
Масса автомобиля и ее распределение по осям, кг:				
общая	5970	10 425	13 200	19 555
на переднюю ось	2930	3 360	3 900	5 615
на заднюю ось	3040	7 065	9 300	13 940
Максимальная мощность, кВт[1]	85	110	132	176
Расход топлива, л/100 км	24	40	48	40
Число осей:				
всего	2	3	3	3
ведущих	2	3	3	3
Передаточные числа коробки передач:				
I передачи	6,48	7,44	6,17	5,26
II передачи	3,09	4,1	3,4	2,9
III передачи	1,7	2,29	1,79	1,52
IV передачи	1,0	1,47	1,0	1,0
V передачи	—	1,0	0,78	0,664
передачи «задний ход»	7,9	7,9	6,69	5,48
Передаточное число коробки отбора мощности	1,3	0,76	1,0	1,187
Мощность на выходном валу коробки отбора мощности, кВт	34	44	53	70

[1] Максимальная мощность для всех автомобилей дана при частоте вращения двигателя 53 об/с, а для КрАЗ-255Б — при частоте вращения двигателя 35 об/с.

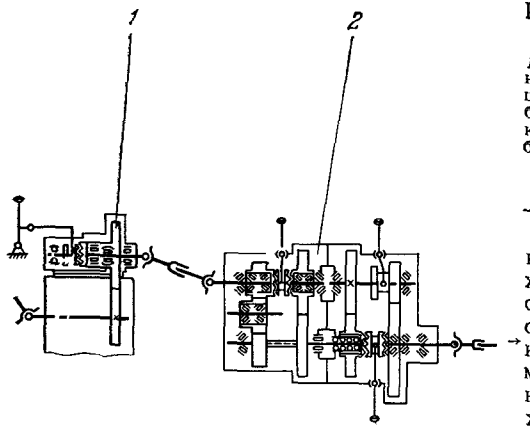


Рис. III.8. Привод барабана каротажного подъемника ПК-С.

1 — коробка отбора мощности; *2* — двухскоростной редуктор; *3* — конический редуктор; *4* — цепная передача; *5* — рукоятка корректора кабелеукладчика; *6* — противозатаскиватель; *7* — коллектор; *8* — барабан; *9* — тормозная система барабана; *10* — кабелеукладчик; *11* — привод кабелеукладчика

ну, скорости движения кабеля и его натяжения. Пульт имеет световую и звуковую сигнализации срабатывания противозатаскивателя и перегрузки геофизического кабеля. Погрешности измерения приборами пульта лебедчика не более: по глубине — 0,2 %, по скорости — 5 %, по натяжению — 0,5 %.

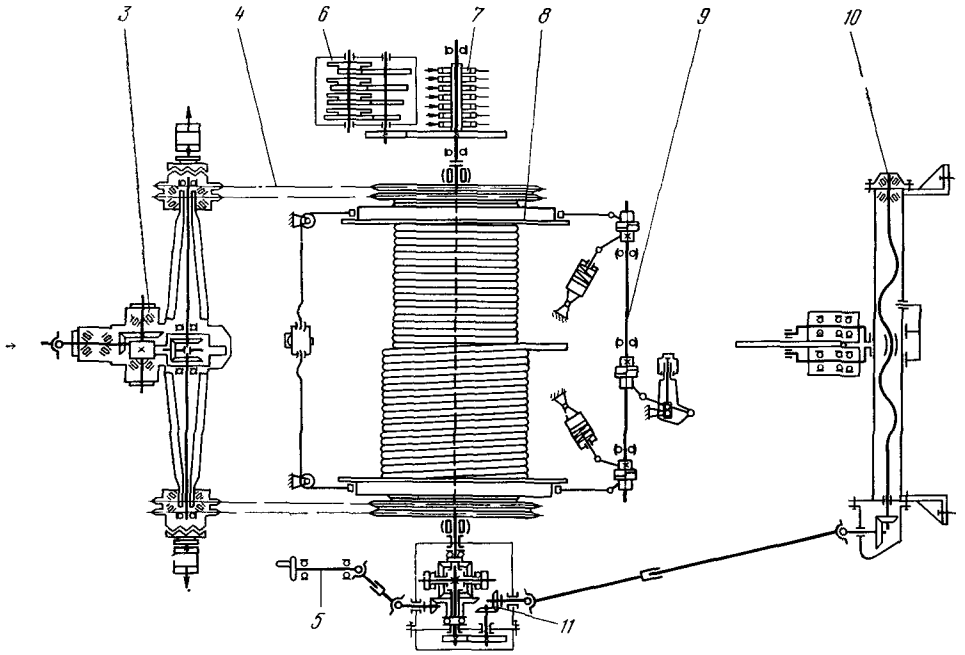


Таблица III.16

Характеристика барабанов подъемников и станций

Параметр	Подъемник, станция								
	ПК-С	ПК-4 АКС-65	ПК-2	ПК-2В	СК-1А	СКВ-69	АЭКС-1500	СК-Р	ВПС-63
Диаметр бочки, мм	500	500	500	400	396	330	280	330	280
Диаметр щек, мм	1300	1200	1100	1050	810	500	970	500	656
Длина барабана, мм	1200	760	760	560	590	500	730	500	730
Вместимость барабана, м³	1,356	0,71	0,57	0,56	0,23	0,055	0,495	0,055	0,20
Максимальное тяговое усилие[1], кН	80	60	30	30	20	4,0	18	5,0	10

[1] Тяговое усилие дано для первых двух рядов намотки геофизического кабеля на барабан. На последующих рядах намотки тяговое усилие не должно превышать 1,5 веса кабеля, спущенного в скважину без жидкости.

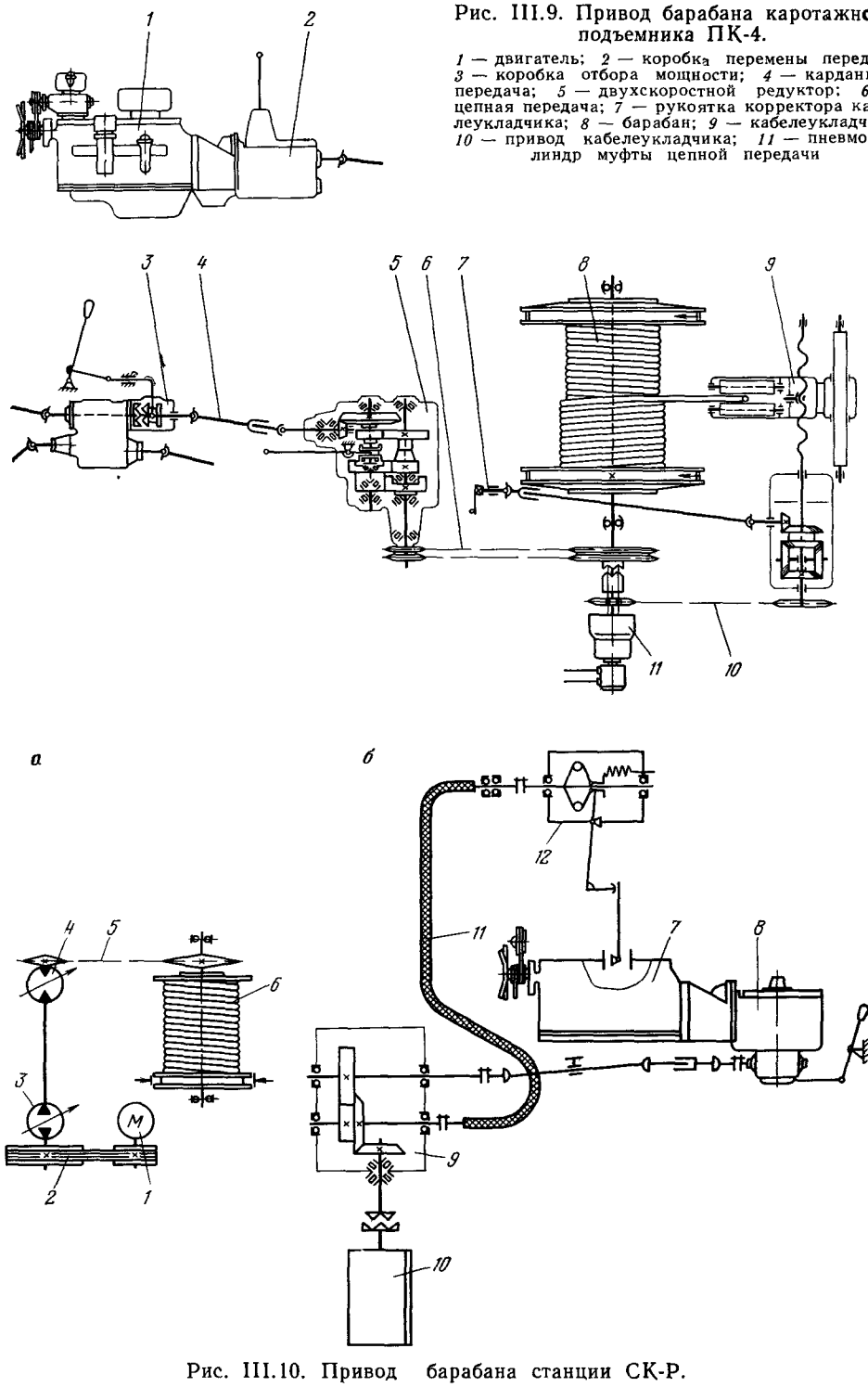


Рис. III.9. Привод барабана каротажного подъемника ПК-4.

1 — двигатель; *2* — коробка перемены передач; *3* — коробка отбора мощности; *4* — карданная передача; *5* — двухскоростной редуктор; *6* — цепная передача; *7* — рукоятка корректора кабелеукладчика; *8* — барабан; *9* — кабелеукладчик; *10* — привод кабелеукладчика; *11* — пневмоцилиндр муфты цепной передачи

Рис. III.10. Привод барабана станции СК-Р.

а — кинематическая схема лебедки; *1* — электродвигатель, *2* — клиноременная передача, *3* — гидравлический насос, *4* — гидравлический двигатель, *5* — цепная передача, *6* — барабан; *б* — кинематическая схема электроустановки· *7* — двигатель автомобиля; *8* — коробка перемены передач; *9* — мультипликатор; *10* — генератор; *11* — гибкий валик, *12* — регулятор оборотов

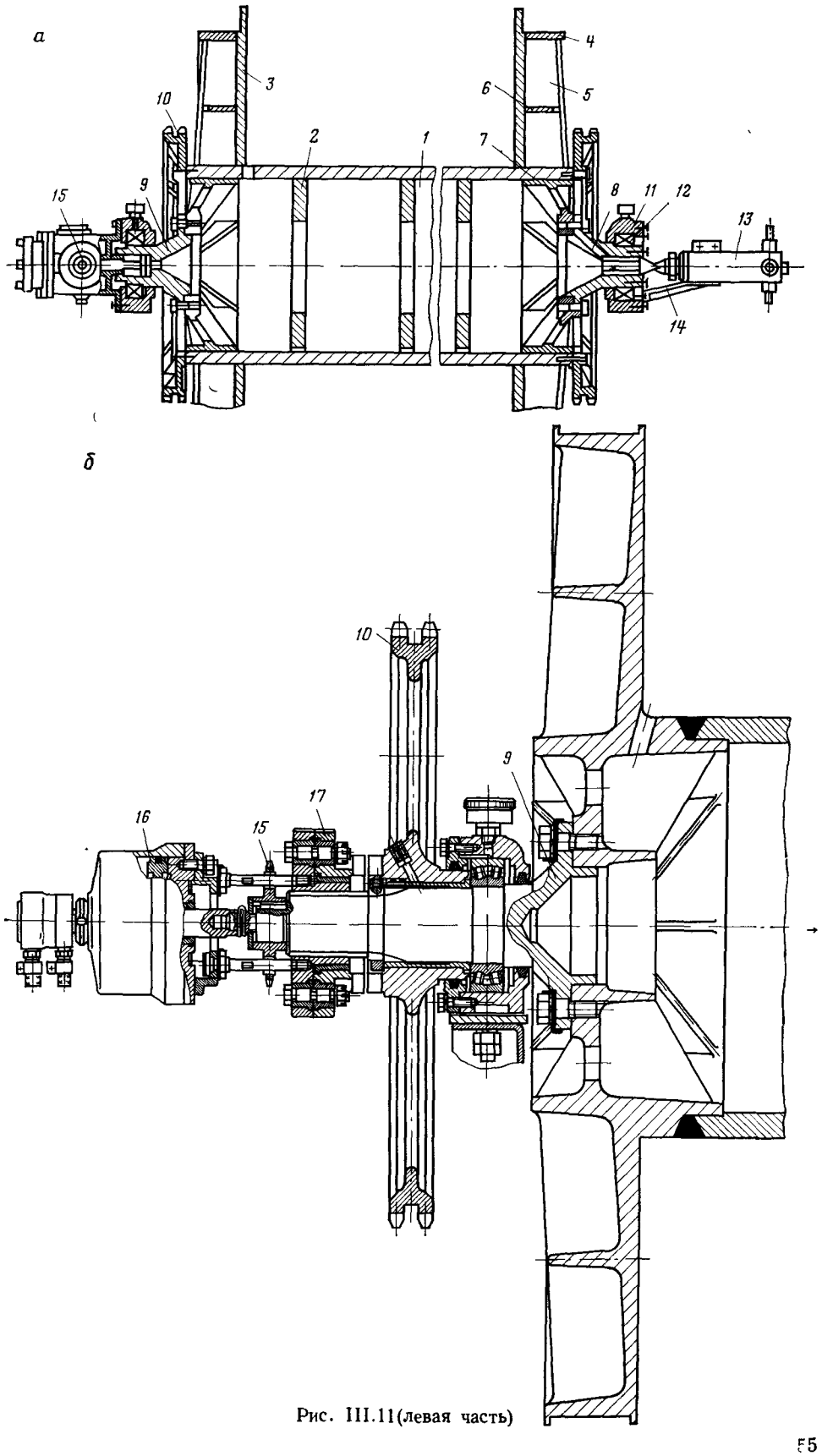


Рис. III.11(левая часть)

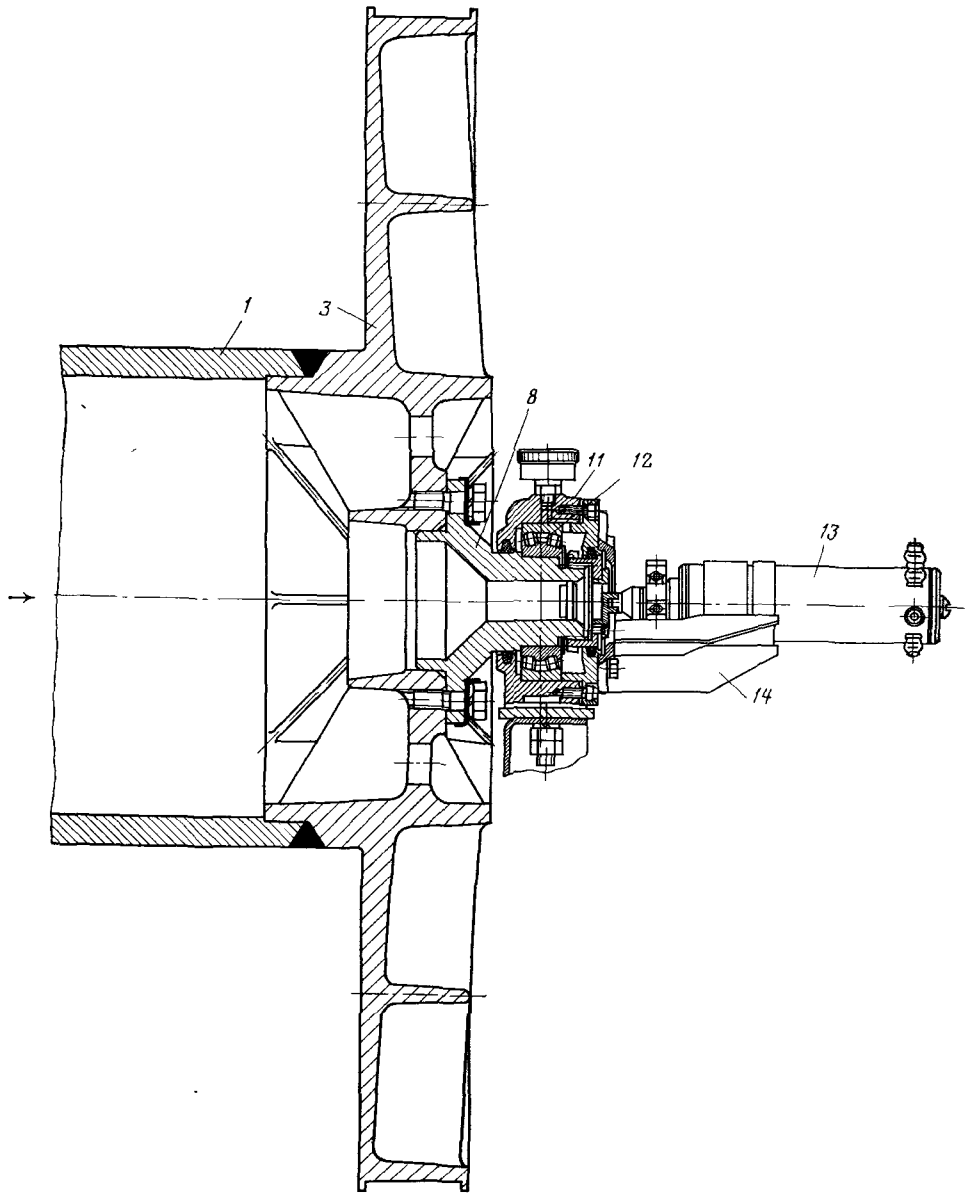


Рис. III.11. Барабаны подъемников ПК-С (*а*) и ПК-4 (*б*).

1 — цилиндр; *2* — кольцо; *3* — щека; *4* — тормозная дорожка; *5* — ребро; *6* — косынка; *7* — ступица; *8* — полуось; *9* — полуось привода; *10* — звездочка; *11* — корпус подшипника; *12* — подшипник; *13* — коллектор; *14* — кронштейн; *15* — привод кабелеукладчика; *16* — пневмоцилиндр вращающийся, *17* — муфта предохранительная

Противозатаскиватель устанавливается на коллекторе (рис. III.19), а ручка пуска его выведена в кабину лебедчика.

Смоточное устройство каротажных подъемников имеет катушки с кабелями, обеспечивающими заземление подъемника и соединение его массы с массой буровой, подключение к источнику питания переменным током, соединение подъемника с каротажной лабораторией а также с датчиками натяжения, меток и глубин (ДН, ДМ и ДГ). Иногда (в подъемнике ПК-2) соединение с источником питания, ДГ и ДМ осуществляется только через смоточное устройство каротажной лаборатории.

Связь скважинного прибора с аппаратурой каротажной лаборатории осуществляется по токопроводящим жилам

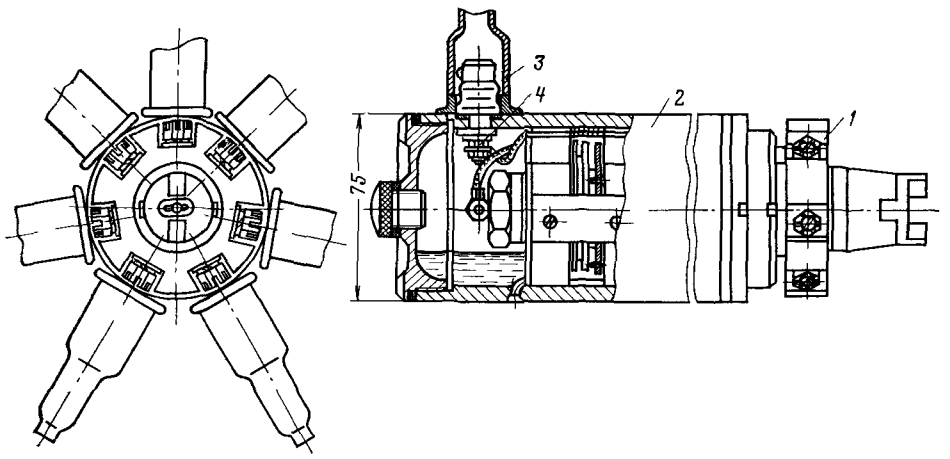


Рис. III.12. Коллектор.

1 — ротор; *2* — корпус; *3* — наконечник; *4* — контакт

геофизического кабеля через коллектор, входной щиток и кабель лаборатория — подъемник смоточного устройства каротажной лаборатории. Машинист-лебедчик поддерживает связь с каротажной лабораторией и устьем скважины с помощью переговорного устройства АГУ-10-03 или ГУ-20 м через громкоговоритель. Пульт лебедчика в подъемниках ПК-2 и ПК-4 снабжены микрофоном и приемником, которые кабелем смоточного устройства через входной щиток соединены с радиоаппаратурой каротажной лаборатории.

Таблица III.17

Технические данные подвесного и направляющего блоков

Параметр	Подъемник, станция			
	ПК-2	ПК-С	ПК-4; АКС-65	СК-1А; СК-Р; СКВ-69; АЭКС-1500
Максимальное натяжение кабеля на блоке, даН	3000	8000	6000	2000
Количество кабеля, проходящего за 1 оборот мерного ролика, м	2	2	2	1
Относительная погрешность измерения длины кабеля роликом, %	0,1	0,016	0,1	0,1

Примечание. В подъемнике ПК-С предусмотрено регулирование диаметра беговой дорожки ролика.

Отопление кабины лебедчика производится в зимнее время отопителем ОВ-95, ОВ-65 или О-30 с питанием топливом от бака автомобиля.

Стеллажи для размещения и крепления при транспортировании скважинных приборов обеспечивают перевозку не более десяти, чаще семи приборов, из них четырех длиной до 4 м, остальных — менее 3 м.

Подъемник ПК-С имеет грузоподъемное устройство для погрузки скважинных приборов, устьевого каротажного оборудования и проведения ремонта спуско-подъемного агрегата.

§ 10. УСТЬЕВОЕ КАРОТАЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К устьевому каротажному оборудованию относятся блок подвесной, блок направляющий, блок-баланс, установка ДМ, измеритель длины и наряжения кабеля, а также узлы крепления подвесного и направляющего блоков.

Блок подвесной (рис. III. 20, табл. III.17) подвешивается на талевой системе буровой. Блок подъемника ПК-С имеет мерный ролик с регулируемым диаметром беговой дорожки. Регулирование производится с помощью прокладок, устанавливаемых между ободом и полукольцами. Минимальный интервал регулирования диаметра беговой дорожки 0,1 мм обеспечивается прокладкой толщиной $h=0{,}05$ мм, при этом относительная погрешность измерения длины кабеля (без учета проскальзывания его по ролику) 0,016 %. Необходимая толщина регулировочной прокладки (в мм)

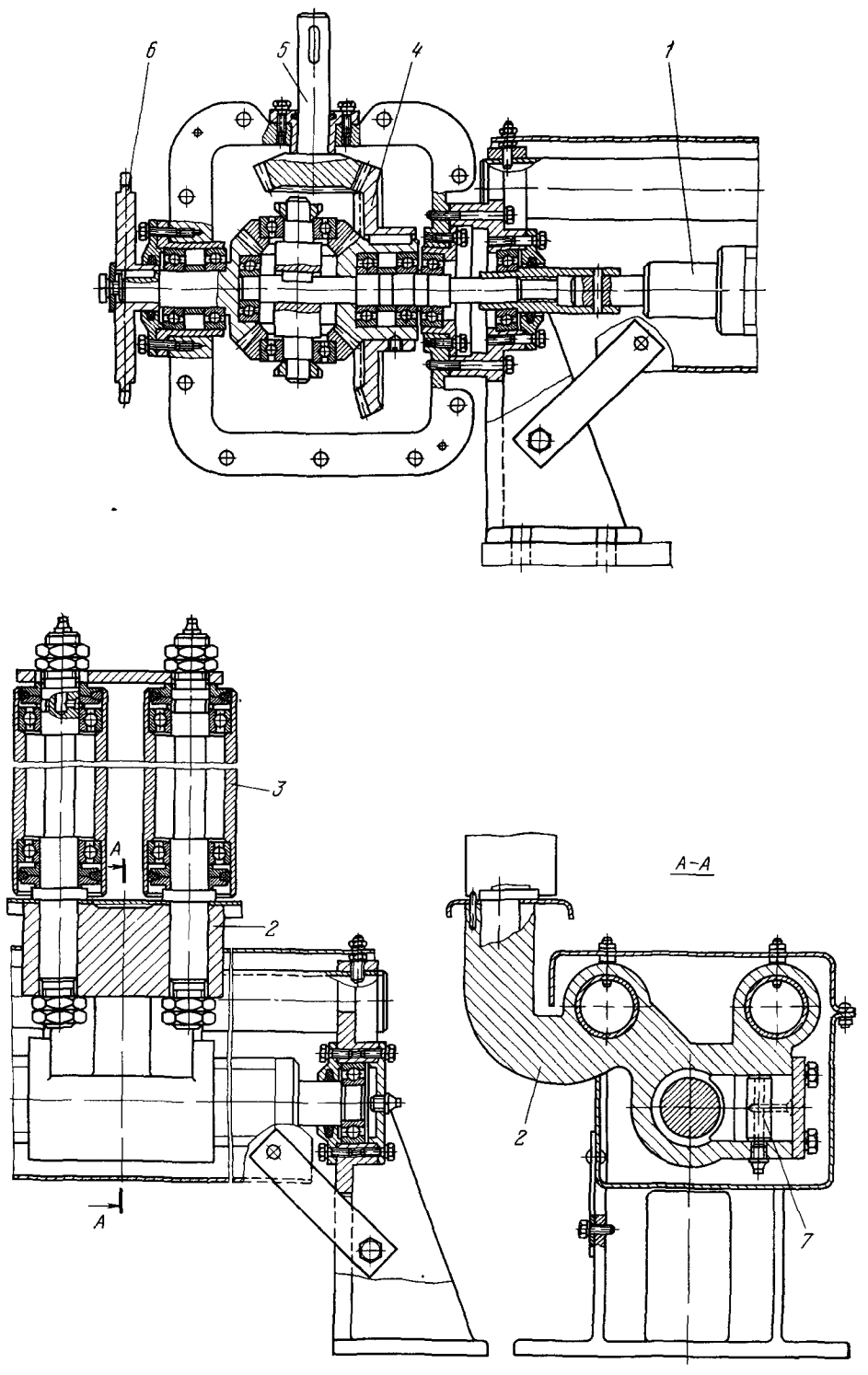


Рис. III.13. Кабелеукладчик подъемника ПК-2.

1 — винт; *2* — каретка; *3* — ролик; *4* — дифференциальный редуктор; *5* — вал корректора кабелеукладчика; *6* — звездочка; *7* — поводок

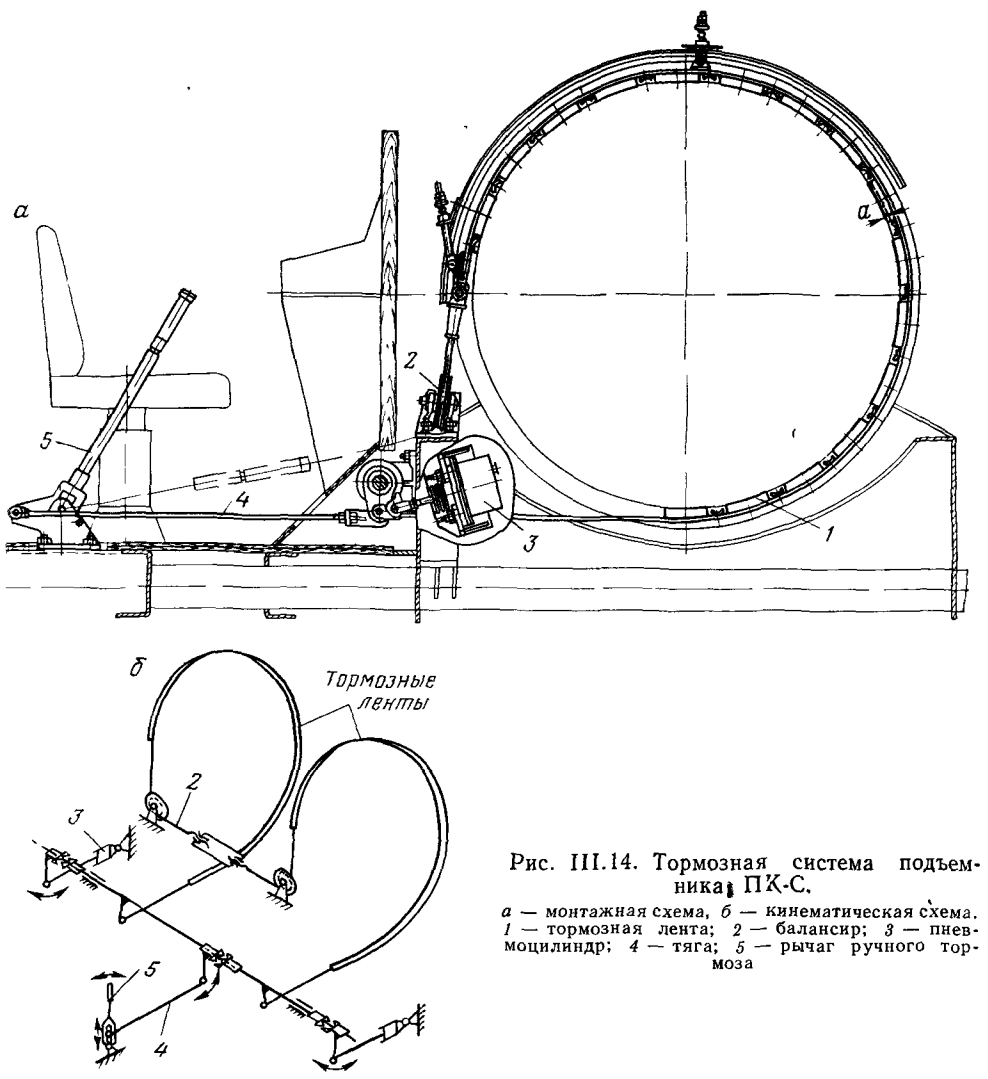


Рис. III.14. Тормозная система подъемника ПК-С.

а — монтажная схема, *б* — кинематическая схема. *1* — тормозная лента; *2* — балансир; *3* — пневмоцилиндр; *4* — тяга; *5* — рычаг ручного тормоза

$$h = \frac{l_м - l_у}{l_м \pi}\ 10^3,$$

где $l_м$ — длина кабеля в м, определенная по установленным на нем магнитным меткам или путем измерения на буровой, она должна быть не менее 20 м; $l_у$ — показание указателя глубин при прохождении измеренного отрезка кабеля через ролик.

Толщину прокладок необходимо увеличить при положительном значении h и уменьшить при отрицательном. Данная формула справедлива для роликов с длиной окружности по оси навитого на ролик кабеля 2000 мм. Для каждого диаметра кабеля предусматриваются сменные полукольца в виде секторов.

Подъемники, работающие с нерегулируемыми мерными роликами (см. табл. III.17), комплектуются набором роликов для кабелей различных диаметров.

На одной из щек подвесного блока устанавливается датчик глубины, ведущая шестерня которого входит в зацепление с шестерней мерного ролика.

Блок направляющий (рис. III.21 и III.22) обычно крепится к подроторной раме основания буровой. Его конструкция также предусматривает возможность установки ДГ. Вместо подвесного блока часто применяется блок-баланс, который устанавливается на стол ротора и прижимается к нему бурильной свечой. Для работы в обсаженных скважинах и через бурильные трубы применяют блоки, закрепленные на кронштейнах патрубков, имеющих резьбу под муфту обсадной колонны или фланец.

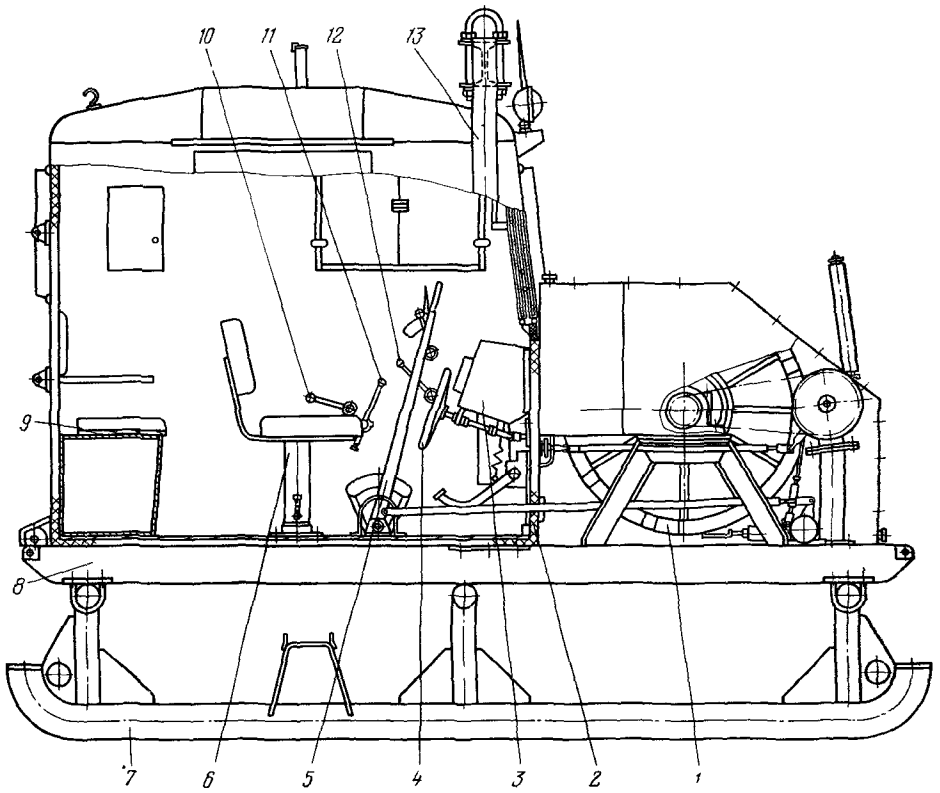


Рис. III.15. Подъемник ПК-2В.

1 — спуско-подъемный агрегат; *2* — кабина; *3* — пульт лебедчика; *4* — корректор кабелеукладчика; *5* — тормозная система; *6* — кресло; *7* — сани; *8* — основание; *9* — диван; *10* — ручка стартера; *11* — рычаг переключения КПП; *12* — рычаг управления редуктором; *13* — подвес транспортировочный

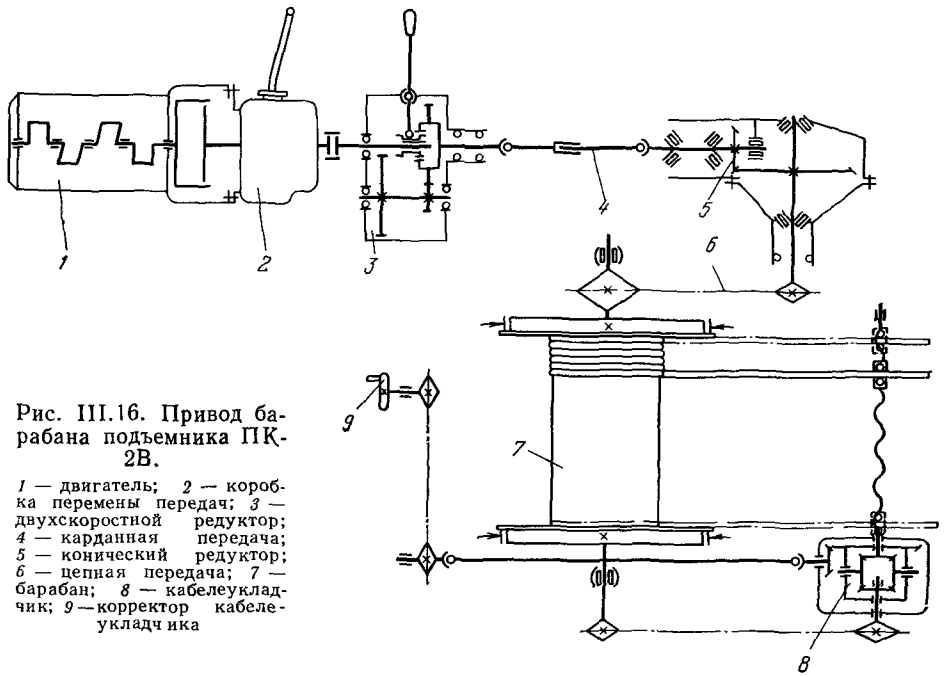


Рис. III.16. Привод барабана подъемника ПК-2В.

1 — двигатель; *2* — коробка перемены передач; *3* — двухскоростной редуктор; *4* — карданная передача; *5* — конический редуктор; *6* — цепная передача; *7* — барабан; *8* — кабелеукладчик; *9* — корректор кабелеукладчика

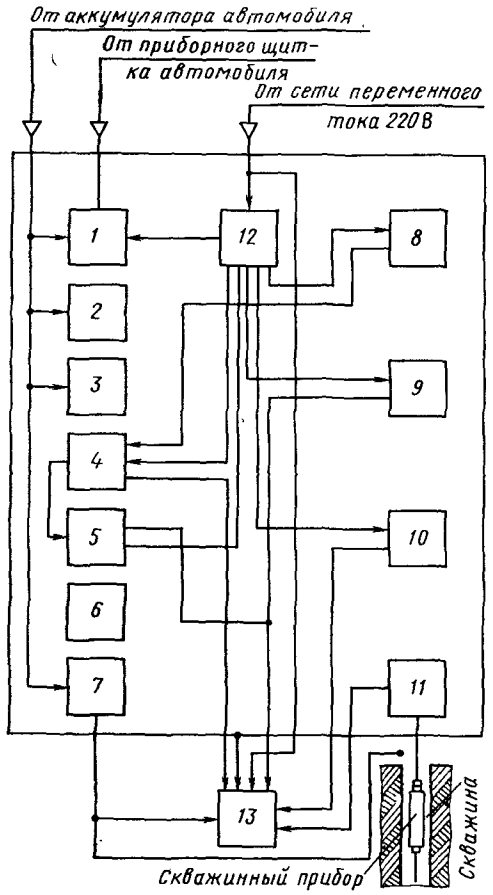


Рис. III.17. Блок-схема вспомогательного оборудования.

1 — панель управления; *2* — панель управления пневматикой; *3* — отопитель кузова; *4* — панель контроля натяжения кабеля; *5* — панель указателя скорости и блокировка; *6* — датчик противозатаскивателя; *7* — переговорное устройство; *8* — датчик натяжения; *9* — датчик глубины и скорости; *10* — датчик меток; *11* — коллектор; *12* — силовой блок; *13* — каротажная лаборатория

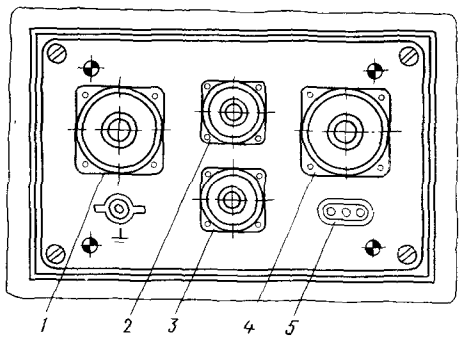


Рис. III.18. Входной щиток.

1 — разъем датчика глубин; *2* — разъем коллектора; *3* — сетевой разъем; *4* — разъем лаборатории; *5* — розетка микрофона

Автономный измеритель длины, натяжения и скорости движения кабеля (рис. III.23) устанавливается вблизи барабана подъемника и применяется обычно в летнее время года.

Для привязки параметров записи к глубине скважины используется датчик меток. Считывание магнитных меток, на-

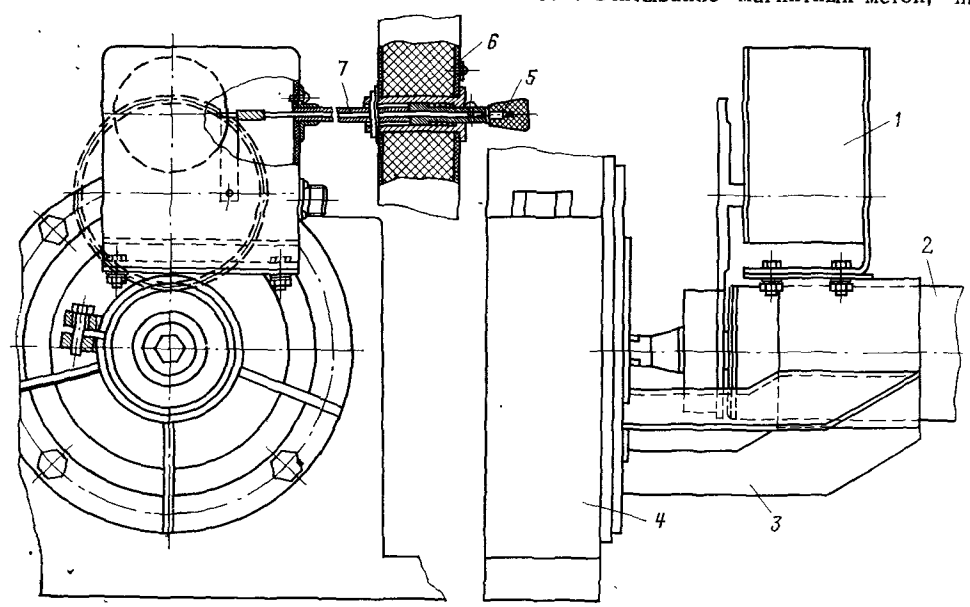


Рис. III.19. Монтаж противозатаскивателя.

1 — противозатаскиватель; *2* — коллектор; *3* — кронштейн; *4* — корпус подшипника барабана; *5* — ручка западающей скобы противозатаскивателя; *6* — перегородка кузова; *7* — тяга

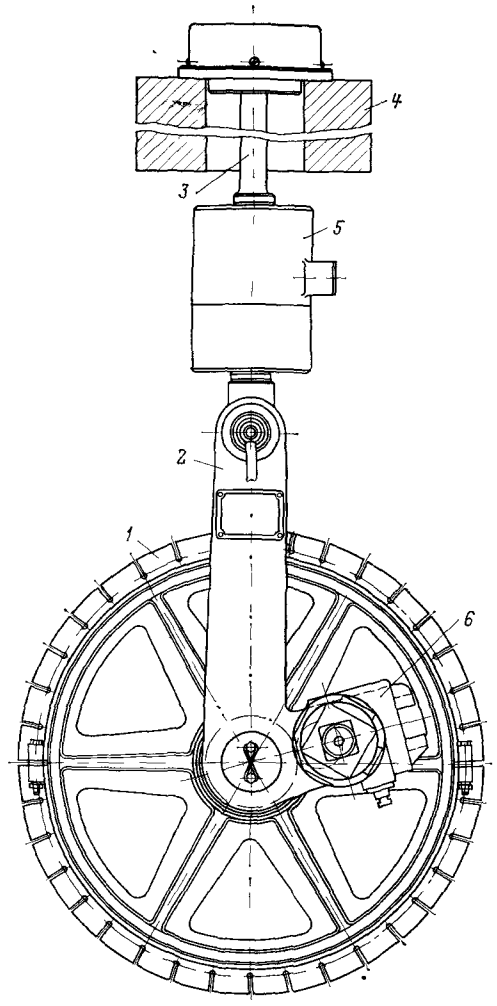


Рис. III.20. Блок подвесной.

1 — ролик мерный; *2* — щека; *3* — подвеска; *4* — элеватор; *5* — датчик натяжения; *6* — датчик глубины и скорости

которого входят магнитно-модуляционный преобразователь и блок считывания меток. Датчик меток ДМГ-1 устанавливается обычно на столе ротора так, чтобы он находился в 15—20 мм от кабеля. Его технические данные:

Полярность считываемых меток	SNS
Напряженность поля считываемых меток, А/м	80—1600
Пределы компенсации внешних магнитных полей, А/м	±800
Диапазон допустимых скоростей движения кабеля, м/с	0—4,166
Напряжение питающей сети, В	110±10%
Потребляемая мощность, Вт	10
Диапазон рабочих температур для магнито-модуляционного преобразователя, °С	(—60)—(+70)
Размеры, мм:	
магнито-модуляционного преобразователя	85×45×20
блока считывания меток	320×115×60
Масса датчика меток ДМГ-1, кг	2,6

Сигналы, вырабатываемые датчиком меток ДМГ-1 при прохождении метки, поступают на меткопечатающее устройство регистратора каротажной станции (лаборатории). Для устойчивого считывания меток напряженность поля метки кабеля не должна быть ниже 80 А/м, для чего необходимо регулярно проводить повторную разметку кабеля.

Разметка кабеля проводится на специальной стационарной установке, например УРС-10, ААРК-С или ААРК-П, обеспечивающей необходимое натяжение кабеля (см. табл. III.10, III.11) при нанесении на него магнитных меток с заданным интервалом (обычно через 10 или 20 м). Для нанесения на кабель магнитных меток на катушку намагничивающего устройства типа ММУ подается импульс напряжением 270 В постоянного тока в момент прохождения через мерный ролик заданного отрезка. Магнитные метки могут быть сняты с кабеля с помощью размагничивающей катушки РМУ, на которую подают напряжение переменного тока 110 В.

несенных на кабель осуществляется с помощью датчика меток ДМГ-1, в комплект

Таблица III.18

Параметры датчиков 1778ДСТ ... К

Датчик	Номинальное усилие, даН	$d_р$, мм	d_1, мм	D, мм	H, мм	Масса, кг
1778ДСТ-1К 1778ДСТ-2К	1 000 2 000	М16×1,5-7Н	124	150	60	5,11 5,31
1778ДСТ-5К 1778ДСТ-10К 1778ДСТ-20К	5 000 10 000 20 000	М20×1,5-7Н	148	170	70	6,92 6,97 7,25

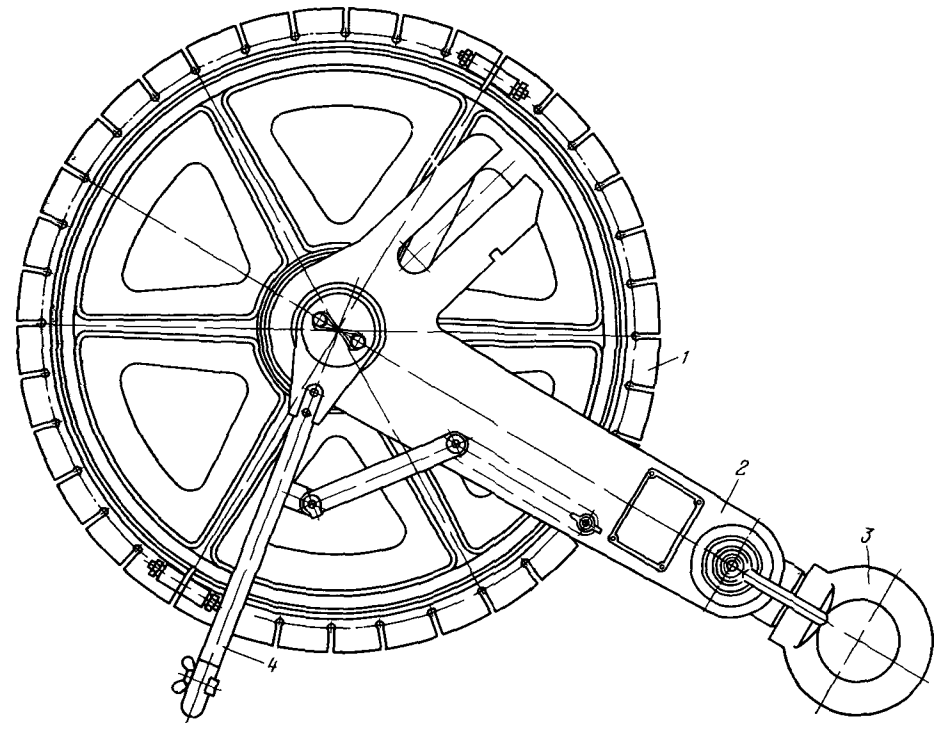


Рис. III.21. Блок направляющий.

1 — ролик мерный; *2* — щека; *3* — рым-болт *4* — упор подвеска

Измерение натяжения кабеля, находящегося в скважине, осуществляется с помощью электронного тензометрического каротажного датчика ДЭК-1, состоящего из датчика натяжения, измерительной панели и соединительного кабеля, который наматывается на катушку смоточного устройства. При работе с подвесным блоком датчик натяжения устанавливается между подвеской блока и самим блоком (см. рис. III.20).

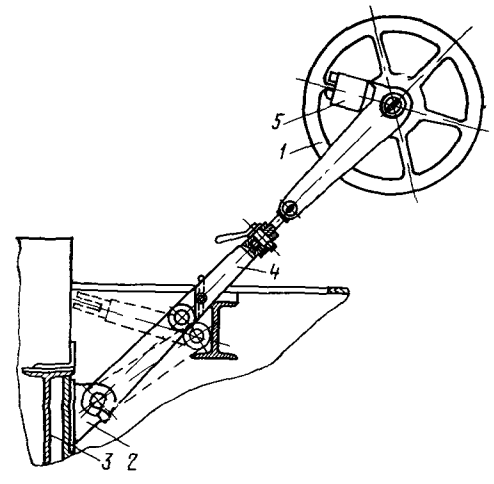


Рис. III.22. Крепление блока направляющего на буровой.

1 — блок направляющий; *2* — кронштейн; *3* — основание буровой; *4* — тяга; *5* — датчик глубин

При работе с измерителем длины и натяжения (см. рис. III.23) датчик натяжения устанавливается на его корпусе. Кабель, изгибаемый системой роликов под углом $\alpha \leqslant 6°$, давит на датчик натяжения с силой $P=2F\sin\alpha$, где F — натяжение кабеля. Сигнал от датчика натяжения по соединительному кабелю поступает в измерительную панель ДЭК-1. Предел измерения усилий панели ДЭК-1 от 0 до 2000 кН. Показания его стрелочного прибора от 0 до 100 кН. Напряжение питания панели 220 В, а потребляемая мощность 70 Вт.

Измерительная панель ДЭК-1 имеет выходы для подключения регистратора изменений натяжения кабеля в функции глубины и световой и звуковой сигнализации перегрузки кабеля, расположенной в пульте каротажного подъемника.

В ДЭК-1 используются три вида тензорезисторных датчиков: 1778ДСТ...К (рис. III.24, табл. III.18), универсальные типа У и С.

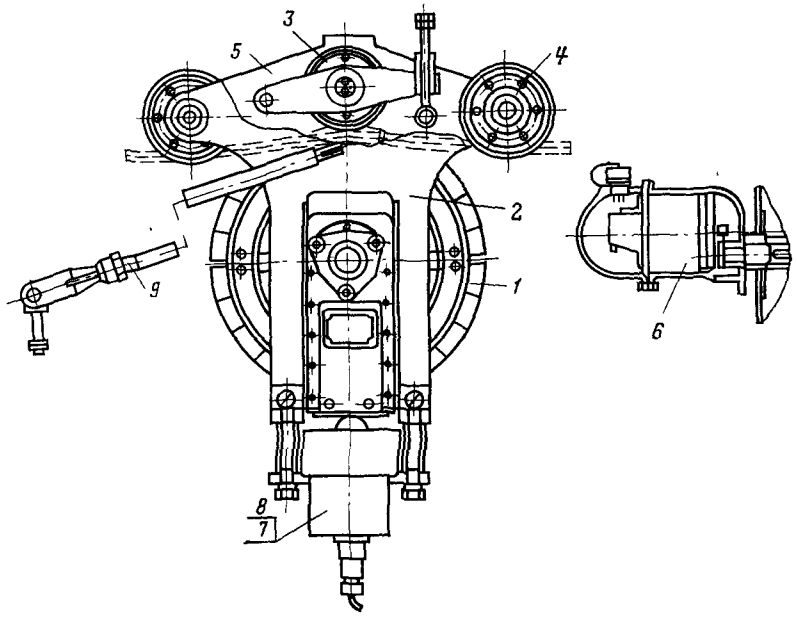


Рис. III.23. Измеритель длины, натяжения и скорости движения кабеля ИДК-3.
1 — ролик мерный; *2* — щека; *3* — ролик прижимной; *4* — ролик опорный; *5* — шека левая; *6* — сельсин-датчик; *7* — датчик натяжения типа С; *8* — датчик натяжения типа ДСТ БС; *9* — тяга крепления

Технические данные датчиков 1778ДСТ...К:

Класс точности по ГОСТ 15077—78 . . . . . 0,25; 0,4

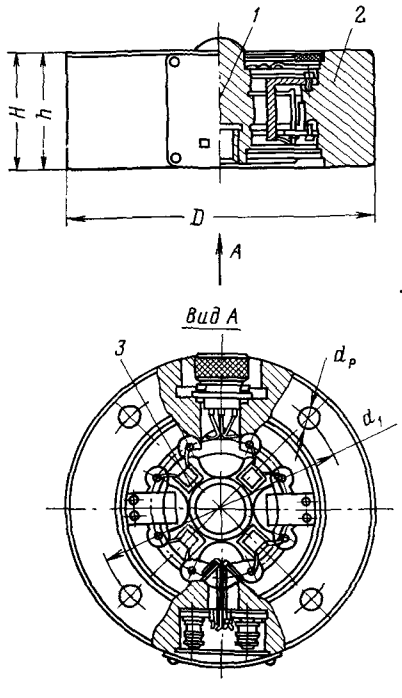


Рис. III.24. Датчик силоизмерительный типа 1778 ДСТ ... К.
1 — упругий элемент; *2* — корпус; *3* — тензодатчик

Электрическое сопротивление моста датчиков в Ом:
входное . . . . . 380±2
выходное . . . . . 400±2
Напряжение питания (в В) при усилиях в даН:
от 1000 до 2000 . . . . . 12±0,006
от 5000 до 20 000 . . . . . 6±0,009
Выходной сигнал, мВ . . . . . 20±0,05
Рабочий диапазон температур, °С (—50)—(+50)

Технические данные универсальных датчиков и датчиков сжатия типов У и С:

Предельные нагрузки, кН . . . 1; 2; 5; 10; 20; 50; 100; 200; 500
Напряжение питания, В . . . 12
Рабочий диапазон температур, °С (—40)—(+50)
Сопротивление, Ом:
входное . . . . . 380±2
выходное . . . . . 400±4

§ 11. ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ НА БУРОВОЙ

Подготовительные работы

Перед проведением геофизических исследований подготавливают скважину согласно Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах. Устье скважины оборудуют так, чтобы можно было установить и закрепить на нем блок-баланс или меткоуловитель. В бурящейся скважине геофизические работы начинают сразу же после подъема бурильных труб во избежание осложнений при спуске скважинного прибора на забой. На площадке размером 10×20 м, расположенной в 20—50 м от устья скважины, устанавливают каротажный подъемник так, чтобы ось тянущего барабана была горизонтальна и перпендикулярна к направлению из его центра на устье скважины и обеспечивалось прямое прохождение кабеля к устью.

С использованием механизмов малой механизации буровой к устью скважины доставляют подвесной и направляющий блоки или блок-баланс. Направляющий блок прикрепляют к кронштейну (см. рис. III.23), установленному на подроторной раме основания буровой [1]. При этом ролик, середина барабана и устье скважины должны лежать в одной вертикальной плоскости. Кронштейн должен выдерживать нагрузки в кН, не менее 2,5 $m_0 H_{пр}$, где m_0 — вес 1 км кабеля в кН; $H_{пр}$ — проектная глубина скважины в км. Кабель продевается в блоки направляющий и подвесной. Последний (после установки датчиков глубины и натяжения и подсоединения кабелей к ним от смоточного устройства подъемника) с помощью подвески подвешивают на талевой системе буровой установки (рис. III.25).

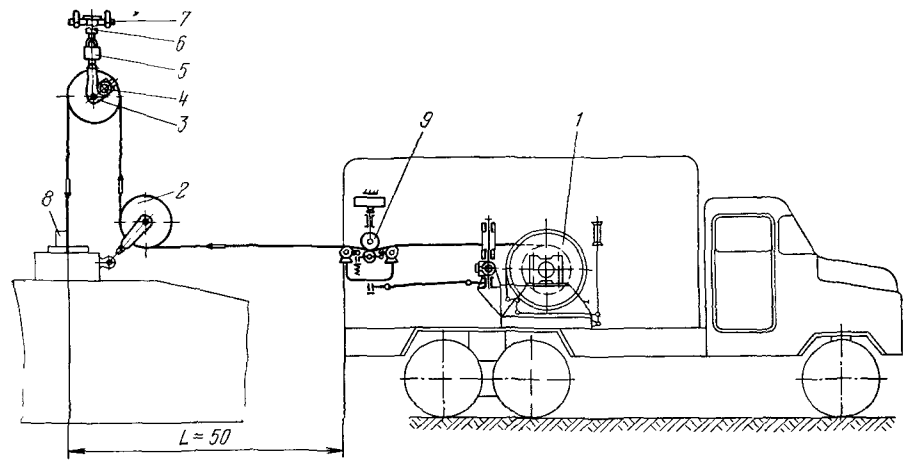


Рис. III. 25. Установка каротажного оборудования на буровой.
1 — каротажный подъемник; *2* — блок направляющий; *3* — блок подвесной; *4* — датчик глубин; *5* — датчик натяжения; *6* — подвеска; *7* — элеватор; *8* — датчик меток; *9* — измеритель длины и натяжения

На квадрат ротора буровой установки ставят датчик ДМГ-1 так, чтобы он находился в 15—20 мм от кабеля, и подсоединяют его к кабелю ДМ смоточного устройства. В случае работы с блок-балансом его устанавливают и надежно закрепляют на роторе буровой установки так, чтобы мерный ролик был направлен на середину барабана подъемника, а кабель спускался в скважину по ее оси. На блок-балансе закрепляют датчики глубин и натяжения и соединяют их с кабелями ДГ, ДН, ДМ смоточного устройства подъемника.

После заземления каротажного подъемника и сборки электросхемы его подключают к источнику питания переменного тока.

Спуск кабеля в скважину

После подачи сигнала начинают спуск кабеля со скважинным прибором в скважину, соблюдая правила техники безопасности. В момент нахождения скважинного прибора на устье скважины счетчик глубины устанавливают на нуль.

При свободном спуске кабеля в скважину барабаны подъемника растормаживают и кабель со скважинным прибором погружается в скважину под действием собственного веса. Путем торможения барабана поддерживается скорость движения кабеля не более 2,22 м/с (8000 м/ч). Резкое торможение барабана не допускается во избежание соскальзывания кабеля с ролика или обрыва его.

При затрудненном спуске кабеля барабан вращают от двигателя автомобиля, включив КПП в положение «задний ход». В каротажном подъемнике ПК-С принудительный спуск кабеля осуществляется пу-

[1] При отсутствии узла крепления направляющего блока к основанию буровой скважину считают не подготовленной к проведению ГИС.

тем включения реверса двухскоростного редуктора.

После спуска скважинного прибора на глубину 50 м выжимается ручка 5 западающей скобы противозатаскивателя (см. рис. III.19), посредством чего включается противозатаскиватель, вблизи барабана иногда укрепляется на кабеле хорошо заметная метка. При дальнейшем спуске кабеля движение скважинного прибора контролируется по натяжению кабеля и по изменению ПС, КС, температуры или какого-нибудь другого параметра ГИС. Контроль необходим для избежания перепуска кабеля при остановке скважинного прибора, что может привести к прихвату его и образованию на кабеле узлов. При большой скорости спуска кабеля, а также при вязкой промывочной жидкости контроль за движением прибора по натяжению кабеля затруднен. По окончании принудительного спуска выжимается педаль сцепления автомобиля и барабан затормаживается с помощью ручного и пневматического приводов, после чего выключаются двухскоростной редуктор, КПП и КОМ, рычаги которых ставятся в нейтральное положение.

При спуске кабеля в необсаженную скважину могут встретиться затруднения, связанные с наличием в скважине пробок, сальников, уступов, обвалов, осадка и др. Обычно при встрече препятствия стараются пробить его, несколько раз поднимая груз на 20—40 м и спуская его вниз со значительной скоростью. Однако при работе со скважинными приборами, имеющими сложную схему и электромеханические устройства (инклинометр, РК и др.), приходится воздерживаться от этого. В некоторых случаях можно добиться прохождения кабеля, увеличивая вес грузов или пользуясь специальными грузами (шарами и др.). Труднопроходимый интервал скважины может быть перекрыт бурильными свечами, и кабель спускают через них (каротаж через свечи). В особенно трудных случаях приходится проводить ГИС через поднимаемые свечи.

Для электрического каротажа осложненных скважин (вскрывших обваливающиеся породы; имеющих большое число уступов; с большим углом отклонения от вертикали и т. д.) применяют зонд, электроды которого размещены на изолированной бурильной трубе (труба-зонд). Выводы электродов подведены к установленному в трубе-зонде контактному устройству. Трубу-зонд вставляют в нижнюю часть колонны бурильных труб и спускают на глубину измерения. После этого в трубы спускают кабель с контактным устройством на конце, соединяющимся с контактным устройством, установленным в трубе-зонде; при этом жилы кабеля подключают к электродам зонда. Измерения производят при одновременном перемещении бурильного инструмента и кабеля; глубину определяют по бурильному инструменту.

Указанным способом можно провести замер в интервале длины одной свечи; если необходимо провести замер в другом интервале, поднимают кабель, убирают или добавляют одну свечу и опять спускают кабель. Однако, пользуясь трубами с заделанной в них проводкой или применяя трубу с окном, позволяющим вывести кабель на наружную сторону бурильных труб, можно обеспечить замер без подъема кабеля и на интервале большем, чем одна свеча. Аналогичным путем можно провести и другие геофизические исследования в необсаженных скважинах [1].

Подъем кабеля из скважины

Обычно ГИС проводят при подъеме кабеля начиная от забоя. Перед измерениями выполняют отбивку забоя. Для этого спускают груз (скважинный прибор) на забой, перепускают небольшое (1—2 м) количество кабеля и затем, медленно поднимая кабель, наблюдают за его натяжением и за ПС. Начиная подъем, растормаживают барабан и лишь затем включают двигатель. В противном случае может сломаться привод. Для локализации поломки привод подъемника имеет предохранительное звено (срезные штифты либо предохранительную муфту). Отрыв груза (скважинного прибора) от забоя (отбивка забоя) отмечается увеличением натяжения кабеля (при больших глубинах и при вязкой промывочной жидкости оно не всегда может быть зафиксировано) и перемещением пишущего устройства (например, регистрирующего ПС).

Для отбивки забоя скважин в измерительной панели натяжения ДЭК-1 предусмотрен прибор с пределом шкалы, равным 5 % от натяжения кабеля. Обычно отбивку забоя повторяют несколько раз. Глубина забоя определяется по счетчику глубин и отбивкой магнитных меток на диаграммной ленте регистратора лаборатории (станции). Начальная скорость подъема кабеля от забоя должна быть не более 0,028 м/с (100 м/ч). После отрыва скважинного прибора от забоя устанавливают скорость подъема кабеля, соответствующую проводимому в интервале методу ГИС. Полный подъем кабеля выполняют со скоростями, указанными в табл. III.13. При приближении скважинного прибора на 50 м к башмаку обсадной колонны или к устью скважины скорость должна быть снижена до 0,07 м/с (250 м/ч). С увеличением скорости подъема кабеля его натяжение увеличивается. Когда натяжение кабеля достигнет установлен-

[1] В США для исследования скважин с углом отклонения от вертикали более 60° применяют приборы, устанавливаемые в нижнем конце бурильных труб. При этом пользуются линией связи, составляемой из кусков кабеля, равных по длине свечам. При наращивании свечи в нее вводят кусок кабеля. Куски кабеля соединяют муфтами.

Таблица III.19

Аварии и методы их ликвидации

Вид аварии	Метод ликвидации	Средство ликвидации
Прихват кабеля или спущенного на нем груза, скважинного прибора, прострелочного аппарата	Натяжение кабеля до 50 % от его разрывного усилия; расхаживание кабеля — многократное натяжение и ослабление его	Лебедка каротажного подъемника (станции), создающая натяжение
	С помощью специального овершота, спускаемого в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах. Кабель продевают через воронку (нижнее отверстие) овершота и окно. При спуске труб кабель натягивают с усилием до 50 % от разрывного, при подходе к месту прихвата производят циркуляцию раствора. Момент освобождения кабеля отмечается снижением натяжения. После освобождения кабеля поднимают одновременно трубы и кабель, наблюдая, чтобы кабель был достаточно натянут и выбирался своевременно. При спуске и подъеме труб их нельзя поворачивать	Овершот, в котором возможно ближе к нижнему окончанию вырезано окно длиной около 750 мм; ширину окна выбирают такой, чтобы через него свободно проходили кабельные метки и места его сращивания. Края окна сглаживают. Размеры овершота подбирают в соответствии с головкой скважинного прибора. При прихвате кабеля при электрическом каротаже, когда на конце кабеля подвешен лишь груз, вместо овершота можно пользоваться отрезком трубы с окном
	Перерезание кабеля непосредственно над местом прихвата или у головки груза	Специальные клещи, которые спускают на канате или трубах; при спуске клещи свободно скользят по кабелю, при подъеме — перекусывают его
	Обрыв кабеля. Производится, если не удастся освободить кабель в месте прихвата иным способом	Талевая система буровой установки, создающая натяжение кабеля для обрыва его. Для этого кабель закрепляют на подъемном крюке талевого блока, предохранив его от обрыва в этом месте
Оставление кабеля в скважине	Извлечение с помощью крюка или удочки (вилки, ерша), спускаемых на бурильных трубах или канате до глубины верхнего конца кабеля (находящегося несколько ниже места его обрыва). Не рекомендуется разбуривать кабель долотом	Крюк (удочка и др.), применяемый для ловли кабеля, должен быть сглажен, чтобы не повредить им кабель. В верхней части крюка делается утолщение для предотвращения образования пробки из кабеля

Продолжение табл. III.19

Вид аварии	Метод ликвидации	Средство ликвидации
Зацепление груза или скважинного прибора за башмак обсадной колонны или за нижний конец бурильных труб, если спуск производится через них	Освобождение с помощью овершота	—
Оставление в скважине скважинного прибора	Ловля с помощью овершота или паука, спускаемых на бурильных трубах	Овершот, размеры которого должны соответствовать головке скважинного прибора

ного в ДЭК-1 предела, на пульте лебедчика загорается световой сигнал «внимание — натяжение» и включается звуковая сигнализация. В этом случае машинист должен уменьшить скорость подъема или остановить движение кабеля с последующим включением блокировки натяжения на пульте. При приближении скважинного прибора на 50 м к устью скважины микровыключатель противозатаскивателя замыкает цепь световой сигнализации на пульте «внимание — выход». В этом момент к барабану лебедки приближается установленная при спуске метка. Руководствуясь сигналами, лебедчик снижает скорость подъема кабеля до 0,07 м/с (250 м/ч) и, подняв скважинный прибор на 0,5—1,5 м над устьем скважины, останавливает его. При работе с блок-балансом прибор останавливают на 1—2 м ниже устья скважины, а затем с помощью вспомогательной лебедки буровой установки вынимают из скважины.

Аварии

При неисправном оборудовании, неправильном проведении работ или плохом техническом состоянии скважин при ГИС возможны аварии: прихват кабеля, оставление в скважине груза, скважинного прибора, кабеля и т. д. (табл. III.19).

В бурящейся скважине наиболее часты следующие причины прихвата: прилипание кабеля и скважинных приборов к стенке скважины, покрытой глинистой коркой, это особенно часто случается при липкой и толстой глинистой корке; заклинивание скважинного прибора шламом и сорванной со стенки скважины глинистой коркой (сальниками); заклинивание кабеля и скважинных приборов в желобах, вырабатываемых в стволе скважины бурильным инструментом в местах резких перегибов; особенно часто это происходит в сильно искривленных скважинах, например в скважинах наклонного бурения.

Во избежание прихвата необходимо: 1) избегать длительных остановок кабеля в некрепленной части скважины; в случае задержек следует все время перемещать кабель, спуская или поднимая его, или вывести кабель из необсаженной части скважины в обсаженную; 2) заблаговременно, до начала спуска кабеля, запустить двигатель и не останавливать его до извлечения кабеля из скважины; 3) при отказе двигателя кабель поднимать с помощью буровой лебедки, цепляя кабель за подъемный крюк или пользуясь свободным барабаном лебедки.

Прочность крепления груза или скважинного прибора к кабелю не должна превышать $^2/_3$ разрывного усилия кабеля, чтобы при прихвате обрыв происходил в этом месте, а не в кабеле, поскольку, как показывает практика, ловильные работы значительно усложняются, если вместе с грузом или скважинным прибором в скважине будет оставлен кабель.

§ 12. ХРАНЕНИЕ И ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ НА БАЗЕ

При длительном хранении каротажные станции и каротажные подъемники устанавливают в закрытых помещениях, условия в которых соответствуют требованиям группы Ж-2, ГОСТ 15150—69. Все обработанные металлические детали и узлы каротажных подъемников и станций, не имеющие лакокрасочного покрытия, покрывают густой антикоррозионной смазкой ЦИАТИМ-201 ГОСТ 6267—74, а электроизоляционные детали — техническим вазелином. Автомашины хранятся с соблюдением правил их хранения (отключение и периодическая зарядка аккумуляторов, разгрузка подвески колес, уменьшение давления в шинах колес и т. д.), а также требований инструкций по эксплуатации каротажных подъемников и станций.

При подготовке оборудования и аппаратуры на базе проводят следующие работы: технический осмотр оборудования и аппаратуры подъемника (станции); профилактику его автомобиля в соответствии с инструкцией по эксплуатации; проверку работоспособности аппаратуры с подсоединением скважинного прибора к наконечнику кабеля; прогрев кабин лебедчика и просушивание аппаратуры перед подключением ее к источнику питания; намотку кабеля на барабан каротажного подъемника с проверкой работоспособности узлов спуско-подъемного агрегата, привода, кабелеукладчика с корректором, пульта управления; разметку кабеля на стационарной установке УРС-10 и др. при натяжении его, указанном в табл. III.10 и III.11; установку соответствующих кабелю секторов мерных роликов на направляющем и подвесном блоках на измерителе длины и натяжения; регулировку размеров мерных роликов в соответствии с указаниями инструкции по эксплуатации.

Перед выездом на скважину каротажная партия получает наряд на работу и в соответствии с предстоящими работами укомплектовывает подъемник (станцию): скважинными приборами, источником питания АБ-2 (при необходимости), соответствующими блоками (подвесным и направляющим) или блок-балансом, датчиками глубин, натяжения меток и другим оборудованием и инструментом.

§ 13. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИБОРОВ

Перед началом транспортирования каротажного подъемника (станции, лаборатории) на буровую выполняют следующие операции: выключают коробку отбора мощности, ставят в нейтральное положение рычаг управления редуктором; рычаг дублера газа в пульте лебедчика ставят в крайнее положение «меньше», соответствующее наименьшим оборотам двигателя; выключают муфты цепных передач; отключают пневмосистему подъемника от пневмосистемы автомобиля, закрыв входной кран; затормаживают барабан ручным управлением тормоза; отключают подъемник (станцию) от электросети и сматывают провода смоточного устройства; переключатель «кабина — кузов» ставят в положение «кабина»; обеспечивают свободный ход во время движения автомобиля педалям дублеров сцепления, коробки перемены передач и газа; замок «зажигание» в пульте лебедчика ставят в положение «выключено».

Закрепляют все оборудование, инструменты и запасные части, находящиеся в кузове.

Транспортирование самоходного каротажного подъемника производится своим ходом со скоростями, указанными в инструкции по эксплуатации автомобиля. При длительных переездах необходимо вести наблюдение за оборудованием и аппаратурой. В отделении лебедчика (обычно на пульте) предусмотрена кнопка «сигнал автомобиля» для сигнализации водителю.

Несамоходные каротажные подъемники транспортируются любым видом транспорта достаточной грузоподъемности, в том числе и вертолетом — в труднодоступные районы. При транспортировании подъемника (станции) климатические факторы должны соответствовать требованиям группы 8 ГОСТ 15150—69, т. е. подъемник (станция) должен транспортироваться на открытых площадках в макроклиматических районах с умеренным или холодным климатом (температура воздуха от 50 до —50 °С, верхнее значение относительной влажности 100 % при 25 °С).

Глава IV
ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

§ 14. ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТАХ НА БУРЯЩИХСЯ И ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

При работах на бурящихся и действующих скважинах должны соблюдаться правила безопасности при геологоразведочных работах, утвержденные Госгортехнадзором СССР, основные из которых следующие.

1. При проведении геофизических исследований, связанных с использованием радиоактивных веществ и источников ионизирующих излучений, обязательно соблюдение «Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений» и «Норм радиационной безопасности», а также «Санитарных правил размещения и эксплуатации генераторов нейтронов» и «Санитарных правил работы с закрытыми источниками излучения при радиометрических исследованиях разрезов буровых скважин».

2. Геофизические исследования разрешается производить только в специально подготовленных скважинах, ствол которых обеспечивает беспрепятственное прохождение скважинных приборов до интервала измерения или до забоя.

3. Запрещается проводить ГИС при неисправном спуско-подъемном оборудовании буровой установки или каротажного подъемника (станции) и при выполнении на буровой работ, не связанных с геофизическими исследованиями.

4. При работе на скважине каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъемником, лабораторией и устьем скважины. Каротажный подъемник (станция) нужно надежно закреплять с помощью специальных упоров или растяжек.

5. Направляющий блок необходимо надежно закреплять на основании буровой. Прочность узла крепления должна не менее чем в 2,5 раза превышать вес кабеля, с которым будут вести ГИС. Длина кабеля равна проектной глубине скважины. В случае отсутствия узла крепления скважина считается не подготовленной к геофизическим исследованиям.

6. Подвесной блок нужно надежно закреплять на талевой системе буровой установки и после подсоединения к нему кабелей от смоточного устройства он должен быть поднят над устьем скважины не менее чем на 15 м и укреплен растяжками.

7. Блок-баланс следует прочно укреплять над устьем скважины так, чтобы беговая дорожка ролика была направлена на середину барабана каротажного подъемника (станции) и на устье скважины.

8. Необходимо обеспечить, чтобы выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания не попадали в кабины и кузова автомашин, что достигается соответствующим расположением выхлопных труб (удлинителями).

9. Между каротажным подъемником (станцией) и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля, а пол буровой установки и мостков должен быть очищен от промывочной жидкости и грязи.

10. При работах на буровой запрещается пользоваться силовой сетью напряжением выше 380 В. Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной установки. Подключение производится лицом, имеющим на это право. Кабель, соединяющий оборудование самоходных каротажных подъемников (станций) с электросетью, подвешивается на высоте не менее 2 м и располагается в стороне от проходов к рабочим местам и дорог к буровой. Запрещается пользоваться соединительными проводами, кабелями, выключателями и т. д. с обнаженными и незащищенными выводами.

11. Корпуса всех агрегатов каротажного подъемника (станции, лаборатории) при работе необходимо надежно заземлять. При работах на буровой для этих целей следует пользоваться заземлением буровой установки. Лебедчик каротажного подъемника (станции), имеющего привод от электродвигателя, должен работать в резиновых перчатках.

12. В темное время суток ГИС нужно производить при достаточном искусственном освещении рабочих мест и проходов к ним.

13. Грузы, скважинные приборы (зонды), блоки и прочее оборудование следует выгружать из каротажного подъемника (станции) и погружать на него (нее) под наблюдением ответственного лица каротажной партии, при этом предельный груз для каждого рабочего не должен превышать: 10 кг — для подростков женского пола от 16 до 18 лет; 16 кг — для подростков мужского пола от 16 до 18 лет; 20 кг — для женщин старше 18 лет; 50 кг — для мужчин старше 18 лет.

14. Перед спуском прибора в скважину необходимо проверить исправность механизмов каротажного подъемника, ограждение вращающихся частей, работоспособность тормозной системы от основного и дублирующего приводов, надежность крепления скважинного прибора (зонда) и груза к кабелю, надежность крепления блоков устьевого каротажного оборудования. Не реже одного раза в месяц должен производиться профилактический осмотр всех узлов спуско-подъемного механизма каротажного подъемника (станции).

15. Во избежание затаскивания груза на блок следует устанавливать хорошо видимую метку на кабеле на расстоянии не более 10 м от барабана каротажного подъемника в момент, когда верхний конец скважинного прибора погружен в скважину не менее чем на 30 м от устья.

16. Грузы и скважинные приборы массой более 40 кг или длиной более 2 м любого веса нужно поднимать из скважины и опускать в нее с помощью подъемных механизмов. При использовании подъемного оборудования буровой установки к работе привлекается буровая бригада.

17. О начале спуско-подъемных операций необходимо предупреждать окружающих звуковым сигналом.

18. Во время спуска кабеля в скважину и подъема из нее запрещается наклоняться над кабелем, переходить через него, браться руками за движущийся кабель, останавливать его движение руками при отказе тормозной системы. На барабан каротажного подъемника (станции) кабель следует направлять и укладывать кабелеукладчиком с механическим или гидравлическим приводом. Запрещается при ГИС поправлять и устанавливать наружные метки на кабеле, откусывать торчащие из него проволоки и заправлять их концы, производить ремонт движущихся частей оборудования, а также находиться рядом с кабелем между лебедкой и устьем скважины.

19. При наличии на устье скважины давления спуск кабеля должен производиться через специальный сальник с лубрикатором. Перед началом спуска нужно проверить герметичность сальника. В процессе соединения кабеля с прибором и разъединения их, а также разрядки лубрикатора скважинный прибор необходимо установить на полностью закрытую буферную задвижку. При заметной вибрации арматуры под влиянием давления газа лубрикатор должен крепиться специальными оттяжками.

20. При освобождении прихваченного в скважине геофизического прибора (груза) с помощью лебедки каротажного подъемника или буровой установки все люди, кроме непосредственно занятых этой операцией, должны быть удалены на безопасное расстояние.

21. Перевозка людей на самоходных каротажных подъемниках (станциях, лабораториях) разрешается в кабинах водителя и лебедчика (оператора) при условии оборудования их сидениями и ручками. Перевозка людей в лебедочных отделениях каротажных подъемников (станций) запрещается. Из числа перевозимых людей должен быть выделен старший. Между водителем и находящимися в кузове людьми необходима надежная связь. Запрещается перевозить без разрешения администрации лиц, не имеющих отношения к выполняемой работе. Администрация должна отмечать в путевом листе фамилии и должности лиц, направляемых на работы.

22. Проведение ГИС и прострелочно-взрывных работ в открытом море допускается только с индивидуальных морских оснований. Выполнение этих работ с плавсредств запрещается. На морском основании должна быть выделена свободная площадь для установки каротажного подъемника и лаборатории, которые крепятся к основанию. Оборудование и аппаратура для морских геофизических работ, а также горючие, смазочные и взрывчатые материалы следует размещать в специально отведенных местах в соответствии с документацией, согласованной с органами надзора (инспекцией Морского регистра, Госгортехнадзора СССР). Готовность судна каротажной партии к выходу в море для проведения работ подтверждается актом готовности, оформляемым комиссией и капитаном судна и утверждаемым главным инженером вышестоящей организации. Для удобного и безопасного въезда каротажных автомашин на плавсредства и съезда с них последние необходимо устанавливать вплотную к пристани на одном уровне с нею. Автомашины должны надежно закрепляться на плавсредствах. При подъеме и спуске геофизических приборов и аппаратуры с использованием судовых механизмов запрещается: находиться под грузовой стрелой крана и в зоне ее действия, находиться в трюме в просвете люка, спускаться в трюм или подниматься из него.

23. При транспортировании каротажного подъемника (станции, лаборатории) с помощью вертолета работники геофизической службы обязаны выполнять все указания командира экипажа. При взлете и посадке вертолета запрещается нахождение и передвижение людей и транспортных средств на расстоянии ближе 50 м от места взлета (посадки).

§ 15. ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАБОТЕ С ВЗРЫВЧАТЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Прострелочные и взрывные работы в скважинах следует проводить в соответствии с действующими утвержденными Госгортехнадзором СССР «Едиными правилами безопасности при взрывных работах», «Инструкцией по технике безопасности при проведении прострелочно-взрывных работ в скважинах» и правилами безопасности при геологоразведочных работах [93]. Основные правила следующие.

1. Во время подготовки и проведения прострелочно-взрывных работ в скважинах все другие работы на скважине запрещаются. Электрооборудование буровой установки должно быть обесточено.

2. Запрещается проведение взрывных и прострелочных работ в скважинах: в которых встречается препятствие для спуска грузов, прострелочных аппаратов или торпед; опасных по обвалам и прихватам прострелочных аппаратов или торпед; при отсутствии на устье задвижки; при температуре на забое, превышающей допустимую для применения взрывчатых веществ и средств взрывания; во время пурги, буранов и сильных туманов; при недостаточном искусственном освещении рабочих мест и подходов к ним; при температуре воздуха ниже минимальной, установленной для открытых работ решениями областных и республиканских Советов депутатов трудящихся для данной местности.

3. При перфорации газовой скважины обязательно оборудование устья скважины лубрикатором, обеспечивающим его герметизацию при спуске, отстреле и подъеме прострелочных аппаратов. Газ из сальника лубрикатора необходимо отводить в сторону. Перфораторная партия должна иметь противогазы и газоиндикатор. Извлечение из лубрикатора перфораторов с отказавшими зарядами следует производить с соответствующими мерами предосторожности.

4. Перед спуском прострелочно-взрывных аппаратов в скважину должен быть опущен на каротажном кабеле и поднят шаблон, не уступающий им по диаметру, длине и весу.

5. Присоединение прострелочного или взрывного аппарата к кабелю производит только один человек, который стоит у головки аппарата.

6. Выстрел или взрыв может производить, пользуясь взрывной машинкой или

перфораторной панелью, лишь лицо, имеющее право производства взрывных работ.

7. Спуск прострелочных или взрывных аппаратов в скважину производится при заземленной лебедке подъемника, при обесточенной силовой цепи рабочей станции, со скоростью, не превышающей для прострелочной аппаратуры 2 м/с и для торпед 1 м/с. При их спуске нужно контролировать: а) достигнутую глубину — с помощью меток и счетчика глубин или приборов, питающихся током силой не более 50 мА, которые включаются после спуска аппарата в скважину на глубину не менее 50 м; б) натяжение кабеля — динамометром механическим или гидравлическим, установленным либо на блок-балансе, либо на измерителе длины и натяжения кабеля.

8. Пробивать пробки в скважине спускаемой торпедой или прострелочным аппаратом запрещается.

9. После производства выстрела или взрыва кабель должен быть немедленно отключен от источника тока. Подходить к устью скважины разрешается только руководителю взрывных работ, но не ранее чем через 5 мин после выстрела или взрыва. После подъема прострелочного аппарата взрывник производит проверку его состояния. Отказавшие аппараты направляются в зарядную мастерскую для разрядки, а остатки взрывчатого вещества, оставшиеся после неполного взрыва, собираются и уничтожаются.

Глава V
ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

§ 16. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Геофизические работы в скважинах выполняют комплексные или специализированные партии (отряды) геофизических исследований в скважинах, действующие самостоятельно или в составе экспедиции (конторы).

Экспедиция (контора) геофизических исследований скважин обеспечивает организацию работ входящих в ее состав отрядов и партий, осуществляет руководство ими и контроль за их работой.

В зависимости от объема работ при экспедиции или конторе ГИС создаются: диспетчерская группа, которая регистрирует заявки заказчиков на выполнение работ и на основе этих заявок выдает отрядам и партиям наряды на работу и контролирует выполнение их; интерпретационная группа (партия), которая принимает от отрядов и партий первичные материалы (диаграммы, записи), обрабатывает их, интерпретирует и передает заказчику; аппаратурный цех (бригада), который производит профилактический осмотр, ремонт, регулирование и эталонирование скважинных приборов и аппаратуры, лабораторий и подъемников и ведет учет их работы; ремонтный цех (бригада), который обеспечивает ремонт механизмов, оборудования подъемников и лабораторий и ходовых частей автомашин, а также каротажного кабеля.

Экспедиция (контора) ГИС входит в состав специализированного геофизического треста (объединения) или в состав геологического (нефтегазодобывающего) управления (объединения).

На отдельно действующую партию, экспедицию (контору) независимо от способа финансирования составляются: а) проекты работ; б) план каротажных работ с обоснованием годового объема их; в) смета денежных затрат; г) договор на производство работ, если последние выполняются по договору.

Проект и план составляются по заявкам от геологоразведочных и буровых организаций на основании плана буровых работ, утвержденных на следующий год. В заявке указываются районы работ, целевое назначение бурения, число буровых скважин, их проектная глубина и конструкция, задачи, которые должны быть решены, предполагаемое число выездов партии на буровую.

При расчете объема работ исходят из обязательного комплекса геофизических исследований, установленного для данного региона с учетом стоящих перед ними геологических или других задач. Принимается во внимание последовательность выполнения геофизических работ (число выездов, зависящее от геолого-геофизических условий, конструкции скважин и условий бурения). Для каждого объекта по существующим нормам («Единым нормам времени на геофизические исследования в скважинах», утвержденным Госкомтруда 23.05.1977 г., см. приложение) определяется время, затрачиваемое на подготовительные и заключительные работы на базе и скважине, на выполнение собственно каротажных работ, на переезды отрядов (партий) от базы до скважины и обратно, а также между скважинами, в сменах работы каротажных партий (отрядов). На основании этого определяется общий объем геофизических работ.

При определении необходимого числа смен работы каротажных отрядов (партий) учитывается время на профилактику аппаратуры и оборудования отряда и коэффициент загрузки отрядов (партий), связанный с неравномерностью поступления заказов на геофизические работы.

На основании рассчитанного объема каротажных работ геофизической и геологоразведочными организациями совместно

Таблица V.1

Состав исполнителей геофизических исследований в скважинах

№ п/п	Состав исполнителей	Разряд рабочих	Исследование скважин, бурящихся на нефть и газ							Исследование скважин, бурящихся на уголь, руду и другие полезные ископаемые (кроме нефти и газа)		
			Базирование на каротажных базах							Базирование на каротажных базах		
			Комплексные исследования, кроме прострелочных работ	Комплексные исследования с прострелочными работами	Комплексные исследования в структурно-картировочных скважинах	Перфораторные работы	Радиоактивный каротаж	Инклинометрия скважин	Вне каротажных баз при комплексных каротажных-перфораторных работах	Комплексные исследования кроме прострелочных работ; радиоактивный каротаж	Комплексные исследования с прострелочными работами; прострелочные работы (перфораторные, грунтоносные)	Инклинометрия
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Начальник партии	—	1	1	1	1	1	1	1	—	—	—
2	Начальник отряда	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1	1
3	Геофизик	—	1	1	—	—	1	—	1	1	1	—
4	Техник-геофизик	—	1	1	1	1	—	—	1	—	—	1
5	Каротажник-перфораторщик	4—6	1	1	—	1	1	—	1	1	1	—
6	Машинист подъемника каротажной и перфораторной станции, занятый на подъемниках (станциях), предназначенных для работы в скважинах глубиной: до 1000 м	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	более 1000 м	5	1	1	1	1	1	1	—	—	—	—
7	Моторист самоходной каротажной и перфораторной станции, занятый работами с автоматической аппаратурой	4	1	1	—	1	1	—	1	1	1	1
8	Рабочий на геофизических работах, занятый при геофизических исследованиях в скважинах	3	—	—	1	1	—	1	1	1	1	1

Примечания. 1. При базировании вне каротажных баз (экспедиций) в случае производственной необходимости может быть введена должность наладчика геофизической аппаратуры 6-го разряда для ремонта и наладки аппаратуры. 2. Для скважин глубиной более 1000 м вместо каротажника-перфораторщика 4-го разряда предусматривается каротажник-перфораторщик 5-го разряда, для скважин глубиной более 4000 м каротажник-перфораторщик 6-го разряда и вместо машиниста подъемника каротажной и перфораторной станции 4-го разряда — машинист подъемника каротажной и перфораторной станции 5-го разряда. 3. При работе с разборной установкой и применением ручного подъема кабеля исключается должность машиниста подъемника каротажной и перфораторной станции, а вместо моториста самоходной каротажной и перфораторной станции предусматривается рабочий на геофизических работах (при геофизических исследованиях в скважинах) 3-го разряда. 4. При работе с каротажной станцией (лаборатория и подъемник смонтированы на шасси одного автомобиля) исключается должность моториста самоходной каротажной и перфораторной станции.

Таблица V.2

НАРЯД №____ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ

_____ (Министерство)

_____ (объединение, управление, трест)

_____ (экспедиция, партия)

_____ 198 — г. (число, месяц)

Скважина № _____

Район _____ (площадь)

Заказчик _____

_____

Глубина забоя, м _____

Диаметр долота, мм _____

Глубина башмака, м _____

Диаметр колонны, мм _____

Плотность промывочной жидкости _____

Вязкость, с _____

Уровень жидкости, м _____

Температура во время проведения работ, °С _____

Партия (отряд) № _____

Подъемник марки _____ № _____

Лаборатория марки — № _____

Начальник партии (отряда) _____

№ п/п	Наименование работ (операции)	Единица измерения	Задание: Интервал от	Задание: Интервал до	Задание: Всего	Выполнение: Интервал от	Выполнение: Интервал до	Выполнение: Всего	Пробег кабеля (спуск-подъем)	Время проведения операции: Начало	Конец	По норме	Фактически	Примечание

Выдал руководитель работ _____ должность — подпись

Принял к исполнению _____ начальник партии (отряда) — подпись

Продолжение табл. V.2

(Оборотная сторона наряда)

Отметки об исполнении _____

Авария _____

Брак (качество материала) _____

Невыполненные операции и причины _____

Начало работы ___ ч ___ мин. Конец работы ___ ч ___ мин.

Работа на скважине ___ ч ___ мин.

Работа на базе ___ ч ___ мин.

Продолжение табл. V.2

(Оборотная сторона наряда)

Переезды ___ ч ___ мин.

Простои партии ___ ч ___ мин. Причины простоев _____

Простои буровой (скважины) ___ ч ___ мин. Причины простоев _____

Работу принял руководитель работ _____ (подпись)

Работу сдал начальник партии (отряда) _____ (подпись)

№ п/п	Фамилия, и. о. работника партии	Должность	Месячный оклад или тарифный разряд	Тарифная сдельная ставка за 1 ч работы	Время по норме	Время работы (дни, месяц)	Заработная плата: руб.	Заработная плата: коп.	Примечание

Начальник партии (отряда) _____ (подпись)

Нормировщик _____ (подпись)

Таблица V.3

_____ (Министерство, ведомство)

_____ (объединение, управление, трест)

_____ (экспедиция, контора)

Заполняется на буровой после окончания работ

АКТ

О ВЫПОЛНЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ

Скважина № _____ Дата _____

Район (площадь) _____

Заказчик _____

Представитель заказчика _____ (Фамилия, занимаемая должность)

Партия № _____ (Фамилия начальника партии, исполнителя работ)

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Глубина интервала, м: от	Глубина интервала, м: до	Выполненный объем работ	Число спуско-подъемников	Стоимость проведенных работ	Сумма	Примечание

Партия прибыла на буровую _____

Начало работы _____

Конец работы _____

Простои (отряда, скважины, указать причины и количество часов простоя) _____

Примечание (отмена заказа, неподготовленность скважины и др.)

Начальник партии _____ (подпись) Заказчик _____ (подпись)

Таблица V.4

Журнал регистрации поступления и выполнения заявок на ПВР

Дата и час поступления заявки	Заказчик	Место расположения и номер скважины	Цель ПВР	Заявленный объем ПВР		Интервал (глубина) ПВР, м	
				Вид работ	Тип и размер аппарата, число зарядов к нему	от	до
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение табл. V. 4

Диаметр скважины, каверны, колонны, мм	Размер задвижки в скважине (проходное отверстие, мм)	Глубина, мм		Диаметр колонны, мм	Жидкость в скважине				Характеристика осложнения (уступы, пробки, старые фильтры, прихваты и т. д.)
		до забоя скважины (до башмака)	до каверны	1) первый 2) второй и т. д.	Вид	Уровень, м	Плотность, г/см³	Вязкость, сП	
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Продолжение табл. V. 4

Гидростатическое давление, в интервале ПВР, Па	Температура в интервале ПВР, °С	Фамилия заявителя	Фамилия передавшего заказ	Фамилия принявшего заказ	На какое число и час принят заказ	Номер партии, начальник партии	Время выезда партии (дата, час)	Выполнение заявки (или причина невыполнения)	Время возвращения на базу
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28

Примечание. Для перфорации и грунтоотбора указывается число отверстий и образцов пород в аппарате каждого типоразмера в интервалах с различной плотностью перфорации и отбора образцов.

определяется число каротажных отрядов (партий), необходимое для его выполнения. Исходя из запроектированного объема работ по установленным расценкам составляются сметы.

Для отрядов (партий), обслуживающих глубокие поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины на нефть и газ, сметы составляются по данным «Прейскуранта порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин» (1974 г.); для отрядов (партий), обслуживающих гидрогеологические, структурно-поисковые скважины и скважины, бурящиеся для разведки месторождений угля, руд и минерального сырья, сметы составляются по данным «Справочника укрупненных проектно-сметных нормативов на геологоразведочные работы» (вып. III, раздел IV. Каротажные работы, 1969 г.).

Если ввиду малого объема работ расходы на содержание отряда или партии превышают сметную стоимость, составленную по расценкам, отряд (партия) переводится на сметное содержание. В этом случае стоимость отряда (партии) определяется сметой на его содержание.

При выполнении работ на договорных началах взаимоотношения между геофизическими и геологоразведочными (буровыми) организациями регулируются в соответствии с существующими положениями о договорных работах. Состав исполнителей геофизических исследований в скважинах определяется (табл. V.1) в соответствии с «Едиными нормами времени на геофизические исследования в скважинах».

Геофизические работы на буровых проводятся на основании заявки заказчика. Способ и сроки подачи заявок и сроки их выполнения обусловливаются договором на производство ГИС.

§ 17. ДОКУМЕНТАЦИЯ РАБОТ

Диспетчерская группа экспедиции или конторы (в отдельно действующих партиях — начальник партии или лицо, им уполномоченное) регистрирует заявки заказчиков и на основе их заполняет и вы-

Таблица V.5

Утверждаю

Экспедиция (контора) геофизических исследований скважин

«____» _____ 19__г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА ПРОИЗВОДСТВО ПВР

Вид работы _____

Скважина № _____ Площадь _____ Заказчик _____

Партия № _____ Ответственный руководитель _____

Взрывник _____

Состав партии _____

Основные сведения по скважине

Тип скважины _____ Забой скважины, м _____

Диаметр скважины, мм _____ Башмак колонны, м _____

Проходной диаметр колонны в интервале работ, мм _____

Число колонн в интервале работ, шт. _____ Башмак бурильного инструмента (НКТ), м _____

_____ Диаметр бурильного инструмента (НКТ), мм

_____ Интервал УБТ, м _____ Минимальный проходной диаметр, мм _____

Плотность промывочной жидкости, г/см³ _____ Вязкость раствора, сП _____

Уровень раствора, м _____ Интервал перфорации, торпедирования, м _____

Гидростатическое давление в интервале работ, Па _____

Температура в интервале работ, °С _____ Искусственный забой на день работ, м _____

_____ Наличие циркуляции _____ Цель ПВР _____

Возможность водогазонефтяных проявлений _____

Наличие задвижки, проходной ее диаметр, мм _____

Оборудование устья скважины _____

Диспетчер ЭГИС _____

Снаряжение стреляющего аппарата

Тип аппарата _____ Типы заряда, шашки, ВМ и т. д. _____

_____ Масса ВВ одного заряда, торпеды _____

Тип детонирующего шнура _____ Тип средства взрывания _____

_____ Длина стреляющего аппарата _____

Плотность снаряжения перфоратора, шнуровой торпеды на 1 м _____

Объем работ (общее число торпед, отверстий, ВП, желонок и пр.) _____

_____ Необходимость применения грузов, их характеристика _____

_____

Примечание _____

Продолжение табл. V.5.

Геофизическое оборудование, транспортирование и хранение ВМ

Тип перфораторного подъемника _____

Тип перфораторной лаборатории _____

Тип каротажной станции _____

Тип и состояние кабеля _____

Средство транспортирования ВМ _____

Хранение ВМ на буровой _____

Примечание _____

Работа на скважине

Последовательность работ _____

(промер, привязка, шаблонирование, локатор, контроль операции и пр.)

Число аппаратов, спускаемых одновременно _____

Работы в ночное время _____

Дополнительные мероприятия _____

При возникновении осложнения или аварии дальнейшие работы проводить по дополнительному плану

«__»_____19__г. Ответственный руководитель

взрывных работ _____

Результаты работ _____

Заказчик _____

Подрядчик _____

Таблица V.6

Заказчик _____
(трест, контора, экспедиция)

Подрядчик _____
(база, экспедиция, партия)

НАРЯД-ПУТЕВКА №_____

на производство ПВР в скважине
партии (отряда)

Взрывнику (мастеру-взрывнику) _____
(номер партии, фамилия, инициалы)

Месяц _____ Число _____ Год _____

Место расположения и номер скважины	Заявленный объем ПВР		Количество пороха, зарядов, снарядов- торпед, ВВ, СВ, ПВА		Расход аппаратов		Расход ВМ (зарядов, снарядов, торпед, ВВ, СВ, ПВА и т. д.)		Остаток ВМ (зарядов, снарядов, торпед, ВВ, СВ, ПВА и т. д.)		Подпись ответственного лица, подтверждающего расход ВМ и ПВА
	Вид работ	Тип и размер аппаратов	Выписано	Выдано	Обозначение аппаратов	Число выстрелов, взрывов	Название или обозначение ВМ	Число	Название или обозначение ВМ	Число	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Технический руководитель или руководитель взрывных работ _____

Остаток ВМ возвратил _____
(мастер-взрывник, взрывник)

ВМ выдал _____ Дата _____

Дата выдачи ВМ _____ Остаток ВМ принял _____
(завскладом, завкладовой

ВМ получил _____

Примечание. На отказавшие и уничтоженные ВМ представляется «Акт на уничтожение отказавших ВМ на скважине».

Таблица V.7

_____19__г.
(число, месяц, год)

Заказчик _____
(трест, контора, экспедиция)

Подрядчик _____
(база, экспедиция, партия)

Район, площадь _____

Скважина № _____

АКТ

О ПОДГОТОВЛЕННОСТИ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПВР

1. Подготовленность подъездных путей к скважине и площадок для установки подъемника и передвижной зарядной мастерской-лаборатории _____
(да, нет)

2. Освобождение от посторонних предметов участка между лабораторией, подъемником и устьем скважины _____

3. Очистка от глинистого раствора, нефти, мазута рабочих площадок у скважин, подходов к мосткам, мостков и пола буровой _____

Продолжение табл. V.7

4. Исправность буровой лебедки и привода к ней _____

5. Исправность электросети, электрооборудования (сопротивление изоляции электросети должно быть не меньше 0,5 МОм)_____

6. Наличие щитка с трехфазным рубильником и розеткой _____

7. Наличие воды у устья скважины _____

8. Установка на эксплуатационной колонне задвижки, лубрикатора, превентора, рассчитанных на ожидаемое максимальное давление, и штурвала к задвижке (указать, на какое давление рассчитана задвижка и другое оборудование устья скважины) _____

9. Проходной диаметр задвижки, мм _____

10. Диаметр и тип долота, интервал и время проработки ствола скважины или обсадной колонны, мм_____

_____

11. Характеристика жидкости в скважине (состав, плотность, вязкость, фильтрация, уровень и др.) _____

_____

12. Состояние прискважинной зоны пласта (загрязненность, степень нарушения естественной проницаемости и т. д.)_____

13. Районирование эксплуатационной колонны в интервале старых фильтров и мест остановки (затяжки) бурового инструмента и шаблона _____

14. Диаметр, длина (мм) и масса (кг) шаблона _____

15. Наличие уступов, обвалов, каверн, пробок и глубина до них _____

_____

16. Остановки (затяжки) при последнем спуске (подъеме) инструмента и их глубина (в м)

_____

17. Глубина забоя, м _____

18. Установка подмостков над устьем скважины (для блок-баланса, установки лубрикатора)

_____

Представитель заказчика_____

(геолог, буровой мастер)_____

Электромонтер _____

Результаты контрольного шаблонирования и готовность спуско-подъемного оборудования

_____

Начальник отряда (партии) _____

Представитель заказчика _____

Примечание. Настоящий акт заполняется до начала работ на скважине.

Таблица V.8

Заказчик _____ «___» _____ 19___ г.
(трест, контора, экспедиция) (число, месяц, год)

Подрядчик _____
(база, экспедиция, партия)

Район, площадь _____

Скважина № _____

АКТ
О ПРОМЕРЕ КАБЕЛЯ НА СКВАЖИНЕ ПРИ ПВР

_____
(фамилия начальника отряда (партии) предприятия-исполнителя)

Номер скважины	Номер подъемника	Марка кабеля	Длина кабеля на лебедке, м	Масса груза, шаблона, кг	Длина измеренного кабеля, м	Изменение длины измеренного кабеля по сравнению с предшествующим промером, м	
						укорочение	удлинение
1	2	3	4	5	6	7	8

1. Точка отсчета глубины при ПВР: срез колонны, фланец, задвижки, пол буровой, плоскость ротора, геофизического или технического репера и т. д. (нужное подчеркнуть)_____

2. Расстояние между точкой отсчета глубины при ПВР и нулем глубины, м (выше, ниже нуля глубины) _____

3. Цена первой метки, м _____

4. Состояние кабеля (число сростков)_____

5. Кабель промерялся _____
(тип ленты, дата ее проверки, способ измерения)

_____

6. Глубина до геофизического или технического репера _____

7. Забой скважины, м: _____

по замеру при отбивке_____

по данным заказчика _____

по каротажу _____

Расстояние от репера (пики кривых ПС, ГК, РК, муфты, магнитной метки и др.) до нижней границы отстрела или взрыва аппарата, м

Номер меток	Показания счетчика	Номер меток	Показания счетчика	Номер меток	Показания счетчика
1	2	3	4	5	6

Примечание. В необходимых случаях прилагаются кривые и расчеты привязки глубин ПВР к геофизическим или техническим реперам.

Начальник отряда (партии) _____

Представитель заказчика _____

Таблица V.9

Подрядчик _____
(база, экспедиция, партия)

АКТ

О ВЫПОЛНЕНИИ ПВР В СКВАЖИНЕ

Число _____ Месяц _____ Год _____

Отряд (партия) _____
(фамилия начальника отряда (партии), предприятия-исполнителя)

Предприятие-заказчик _____
(организация, район, номер скважины)

Представитель заказчика _____
(фамилия, занимаемая должность)

Наименование работ и занятость	Выполненные работы				Стоимость единицы работ, руб.	Сумма, руб.	Примечание
	Тип и размер ПВА	Число операций, отверстий	Глубина интервалов работ, м				
			от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8

Результаты выполненных ПВР
(представитель образцов, достоверность и степень вскрытия пласта, освобождение)

(обрыв колонны и т. д.)

Партия прибыла на буровую _____

Начало работы _____ Конец работы _____

Простои _____
(партии, скважины, указать причины и число)

(продолжительность простоев)

Примечание. Отмена заказа, неподготовленность скважины, осложнения, отказы и т. д.

Начальник отряда (партии) _____ Представитель заказчика _____

дает отрядам (партиям) наряды на работу (табл. V.2). На выполнение партией работы заполняется «Акт о выполнении геофизических работ в скважине» (табл. V.3). Полученные каротажным отрядом (партией) первичные материалы после предварительной обработки передаются в интерпретационное бюро (партии) или интерпретатору. После обработки и интерпретации копии каротажных диаграмм и результаты интерпретации передаются заказчику. Объем и сроки представления результатов заказчику устанавливаются договором.

Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважинах выполняют перфораторные и каротажно-перфораторные отряды или партии, обычно входящие в состав экспедиции, конторы или многоотрядной партии по заявкам нефтеразведочных экспедиций, управлений буровых работ и других предприятий. Прострелочно-взрывные работы проводятся в соответствии с «Едиными правилами безопасности при взрывных работах» и «Технической инструкцией по прострелочно-взрывным работам в скважинах», утвержденной Министерством геологии СССР 02.02.1977 г. Руководителям и исполнителям ПВР необходимо иметь право на руководство ПВР или их выполнение. Рабочий персонал должен иметь «Книжку взрывника».

Заявки на производство ПВР с необходимыми сведениями о скважине вносятся в «Журнал регистрации поступления и выполнения заявок на ПВР» (табл. V.4). В журнале отмечают также выполнение заявок. На основании зарегистрированной заявки отряду (партии) выдается «Технический проект на производство ПВР» (табл. V.5). Для учета выдачи и расхода ВМ на производство ПВР в скважине отряду (партии) выдается "Наряд-путевка на производство ПВР в скважине,, (табл. V.6), которая после окончания работ и отметки о сдаче остатков спецматериалов является основанием для последующего их списания.

До начала работ на скважине начальник отряда (партии) должен получить от представителя заказчика «Акт о подготовленности скважины для производства ПВР» (табл V.7).

Промер длины кабеля для определения глубин забоя скважин и установки аппаратов для отстрела (взрыва) производят в присутствии ответственного представителя заказчика, а результаты промера указывают в «Акте о промере кабеля на скважине при ПВР» (табл. V.8). В случае определения глубин привязки аппаратов к точкам или интервалам их отстрела (взрыва) по контрольному замеру одного из геофизических параметров диаграмма этого параметра должна прилагаться к «Акту о промере кабеля».

Выполненные на скважине в соответствии с заданием работы, их качество и эффективность указывают в «Акте о выполнении ПВР в скважине» (табл V.9), который является основанием для оплаты заказчиком проведенных работ.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

МЕТОДЫ КАРОТАЖА

Глава VI

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Электрическим называют каротаж, основанный на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно [58] (табл. VI.1).

§ 18. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Зонд — установка, содержащая несколько (для обычных зондов три) электродов, служащая для измерения кажущегося удельного сопротивления.

Токовые электроды — электроды зонда, предназначенные для ввода в скважину электрического тока (электрод *A*) и вывода его из скважины (электрод *B*).

Измерительные электроды (*M* и *N*) — электроды, между которыми измеряют разность потенциалов изучаемого электрического поля.

Парные электроды — два электрода зонда, включенные в одну цепь (токовую или измерительную).

Непарный электрод — электрод зонда, включенный в одну цепь (токовую или измерительную) с электродом, удаленным на большое расстояние от зонда.

Кажущееся удельное сопротивление (КС) — значение удельного электрического сопротивления (УЭС), определенное по результатам измерения разности потенциалов U между измерительными электродами зонда и тока i через токовые электроды по формуле

$$\rho_к = K\frac{U}{i}, \qquad \text{(VI.1)}$$

где K — коэффициент зонда.

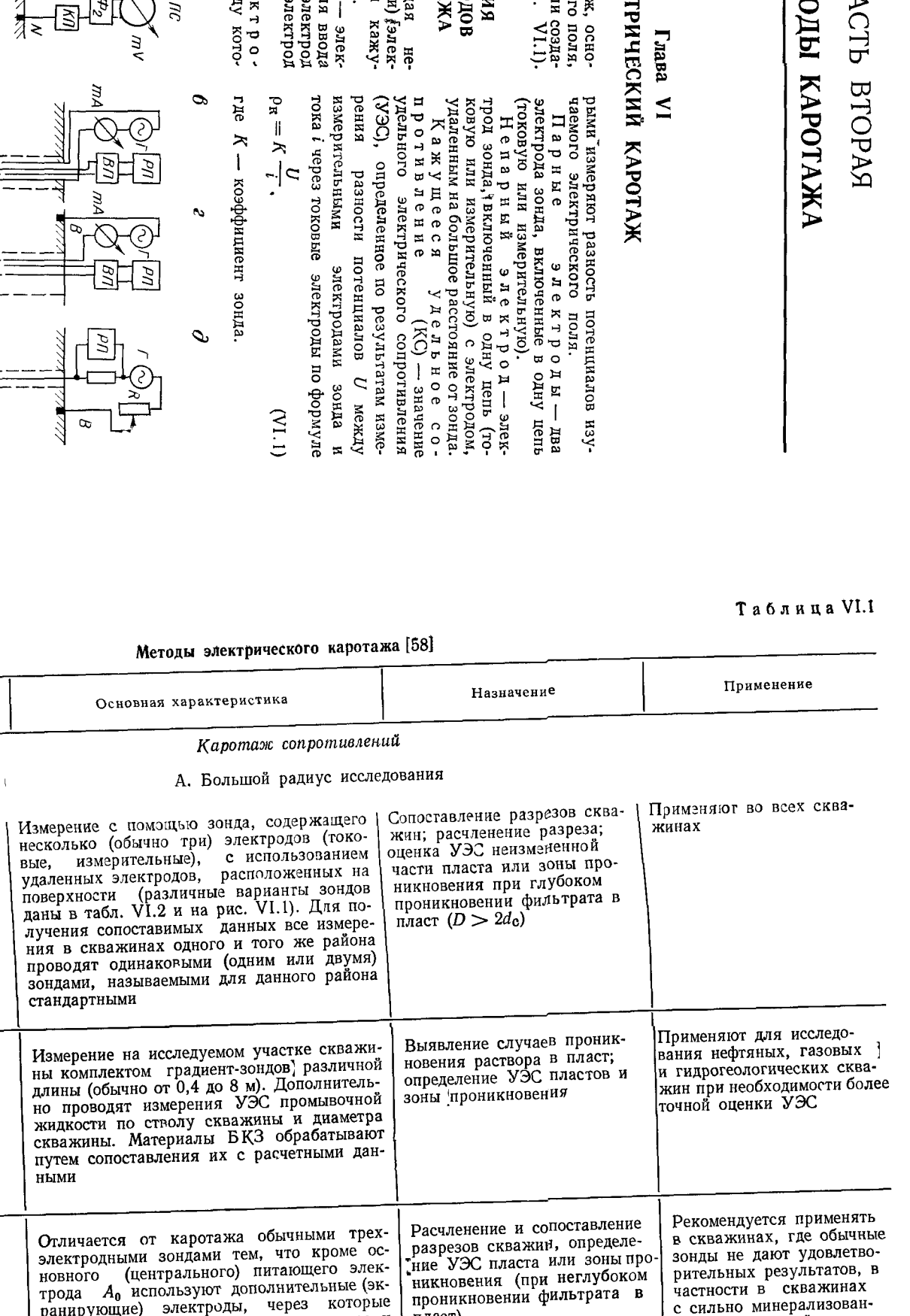


Рис. VI.1. Измерительные схемы электрического каротажа.

Г — источник переменного тока: КС, ПС — приборы для записи кривых КС и ПС; *A*, *B*, *M*, *N* и *N'* — токовые и измерительные электроды; $Ф_1$ и $Ф_2$ — разделительные устройства (фильтры) в цепях КС и ПС; *КП* — компенсатор поляризации; *П* — преобразователь измеряемых сигналов; *ВП* — выпрямитель; *R* — реостат; *РП* — регистрирующий прибор. *а* — однополюсный зонд; *б* — двухполюсный зонд; *в* — четырехэлектродный зонд; *г* — известняковый градиент-зонд; *д* — одноэлектродный зонд

Таблица VI.1

Методы электрического каротажа [58]

Метод	Измеряемая величина	Основная характеристика	Назначение	Применение
		Каротаж сопротивлений		
		А. Большой радиус исследования		
Каротаж обычными зондами [35, 57, 58]	Кажущееся сопротивление (КС)	Измерение с помощью зонда, содержащего несколько (обычно три) электродов (токовые, измерительные), с использованием удаленных электродов, расположенных на поверхности (различные варианты зондов даны в табл. VI.2 и на рис. VI.1). Для получения сопоставимых данных все измерения в скважинах одного и того же района проводят одинаковыми (одним или двумя) зондами, называемыми для данного района стандартными	Сопоставление разрезов скважин; расчленение разреза; оценка УЭС неизмененной части пласта или зоны проникновения при глубоком проникновении фильтрата в пласт ($D > 2d_c$)	Применяют во всех скважинах
Боковое каротажное зондирование БКЗ [57, 58]	То же	Измерение на исследуемом участке скважины комплектом градиент-зондов различной длины (обычно от 0,4 до 8 м). Дополнительно проводят измерения УЭС промывочной жидкости по стволу скважины и диаметра скважины. Материалы БКЗ обрабатывают путем сопоставления их с расчетными данными	Выявление случаев проникновения раствора в пласт; определение УЭС пластов и зоны проникновения	Применяют для исследования нефтяных, газовых и гидрогеологических скважин при необходимости более точной оценки УЭС
Боковой каротаж БК [48, 119]	То же	Отличается от каротажа обычными трехэлектродными зондами тем, что кроме основного (центрального) питающего электрода A_0 используют дополнительные (экранирующие) электроды, через которые пропускают ток той же полярности, что и через электрод A_0. Сила тока через электро-	Расчленение и сопоставление разрезов скважин, определение УЭС пласта или зоны проникновения (при неглубоком проникновении фильтрата в пласт)	Рекомендуется применять в скважинах, где обычные зонды не дают удовлетворительных результатов, в частности в скважинах с сильно минерализованной промывочной жидко-

Продолжение табл. VI.1

Метод	Измеряемая величина	Основная характеристика	Назначение	Применение
		ды автоматически регулируется так, чтобы ток, выходящий из электрода A_0, распространялся преимущественно в слое перпендикулярном к оси скважины (см. рис.VI. 14). Благодаря применению экранирующих электродов с регулируемой силой тока через них уменьшается влияние на результаты измерений промывочной жидкости, заполняющей скважину, и вмещающих пород и КС получается близким к УЭС		стью и при большом УЭС изучаемых пластов
Дивергентный каротаж	То же	Измерения многоэлектродными зондами (рис. VI.2), отличающиеся от измерения обычными зондами тем, что ток через токовые электроды A_1 и A_2 регулируется так, чтобы напряжение в точке измерения оставалось постоянным	Определение УЭС пород в высокоомных разрезах	Имеет ограниченное применение
Псевдобоковой каротаж [48, 74]	То же	Вариант бокового каротажа, отличающийся тем, что обратный токовый электрод цепи экранирующих и основного электродов представлен двумя симметрично расположенными на некотором расстоянии от зонда электродами B_1 и B_2	Расчленение разреза, определение УЭС пласта	То же, обычно вместе с зондами бокового каротажа
		Б. Малый радиус исследования		
Микрокаротаж МК [58]	КС, величина которого в основном обусловлена УЭС части пласта, прилегающей к стенке	Зонд небольшого размера, для исключения влияния столба промывочной жидкости смонтированный на башмаке из изоляционного материала, закрепленном на рессоре. Стороной, на которой установлен зонд, башмак прижимается к стенке скважины. Обычно на башмаке устанавливают три	Детальное расчленение разреза, точное определение границ и мощности пластов; уточнение литологического характера пластов и выделение коллекторов	Широко применяют для исследования нефтяных и газовых скважин

		электрода с расстоянием 2,5 см между ними; из них составляют градиент-микрозонд A0,025M0,025N (малая глубина исследования) и потенциал-микрозонд A0,5M, третьим электродом N которого служит корпус микрозонда (большая глубина исследования)		
Измерение гидравлическим цилиндрическим зондом	То же	То же; зонд монтируют на эластичном прижимающем к стенке скважины цилиндре. Электроды зонда цилиндрические секционные, расположенные по окружности цилиндра, закороченные между собой. Размеры градиент-зондов L изменяются от 0,0375 до 0,2125 м	То же и определение УЭС прилегающей к скважине части пласта (в проницаемых пластах — промытой зоны)	Находится в опробовании
Боковой микрокаротаж БМК [48; 70]	То же	На башмаке из изоляционного материала (такого же, как и в микрозонде) на стороне, обращенной к стенке скважины, монтируют небольшой зонд, состоящий из центрального основного A_0 и окружающих его электродов, например двух измерительных M и N и внешнего A_1 экранирующего (см. рис. VI.24). Принцип действия такой же, как установки семиэлектродного бокового каротажа	То же	Перспективный метод, особенно для исследования скважин с минерализованной промывочной жидкостью
Микро-СЭЗ — метод измерения сопротивления экранированного заземления небольшого электрода [34]	КС	Зонд состоит из основного электрода A_0, окруженного концентрическим экранирующим электродом $A_э$; электроды смонтированы на башмаке, аналогичном башмаку микрозонда. Плотности тока через основной и экранирующий электроды устанавливают постоянными (обычно равные). Измеряют сопротивление заземления основного электрода	Детальное расчленение разреза, особенно тонкослоистого	Метод не получил применения, так как микрозонд и боковой микрозонд дают более благоприятные результаты

Продолжение табл. VI.1

Метод	Измеряемая величина	Основная характеристика	Назначение	Применение
Каротаж скользящими контактами	Электронная проводимость горных пород (руды, угля)	Метод одноэлектродного каротажа с электродом A небольшого размера, скользящим по стенке скважины. Измеряют силу тока в цепи, содержащей электрод A. При соприкасании электрода с хорошо проводящим пластом сопротивление заземления электрода резко падает и сила тока в цепи увеличивается, четко отбивая проводящий пласт (рудное тело)	Поиски и локализация по разрезу скважины хорошо проводящих (с электронной проводимостью) рудных тел и угольных пластов	Один из основных видов каротажа рудных скважин, вскрывающих проводящие рудные тела
		Каротаж по методу ПС		
Каротаж ПС [21, 22, 35, 58]	Потенциал, создаваемый в скважине электрическим полем самопроизвольной поляризации	Регистрируют разность потенциалов между электродом M каротажного зонда, перемещаемого по скважине, и электродом на поверхности (N или N'). Постоянную составляющую разности потенциалов, обусловленную электродными потенциалами, компенсируют с помощью компенсатора поляризации ГКП (см. рис. VI.1). Результаты измерения относят к точке M	Сопоставление разрезов скважин; уточнение литологического характера пород, пересеченных скважиной; выделение проницаемых пластов	Проводится во всех скважинах, за исключением случаев очень больших помех от блуждающих токов
Каротаж градиента ПС [22]	Градиент потенциала в скважине от электрического поля самопроизвольной поляризации ГПС	Регистрируют разность потенциалов между электродами зонда M и N, находящимися на небольшом (0,1—1 м) расстоянии друг от друга. Градиент ПС близок к средней (на некотором интервале) величине, слагающей напряженности электрического поля ПС вдоль оси скважины.	То же	Измеряется вместо потенциала ПС или дополнительно к нему при сильных блуждающих токах
Измерения селективной ПС [104]	Потенциал ПС	В установку для измерения селективной ПС включены электроды, питаемые постоянным током, расположенные симметрично относительно электрода M; силу тока через них регулируют так, что на некотором расстоянии от электрода M потенциал остается постоянным, равным потенциалу против глин (вариант I) или потенциалу против песчаников (вариант II)	Для получения более точной характеристики пластов по ПС (неглинистых в варианте I и глинистых в варианте II) в случае большого удельного сопротивления пород	Практического применения метод не получил
	Э. д. с. ПС	То же, но силу тока через питающие электроды регулируют так, чтобы падение потенциалов вдоль ствола скважины было равно нулю	То же. Результат измерения близок к э. д. с ПС	
Каротаж ЭП [34]	Потенциал электрода M, скользящего по стенке скважины	Регистрируют разность потенциалов между электродами M и N, изготовленными из одного и того же металла, перемещаемыми по скважине; электрод M касается стенки скважины, электрод N расположен по оси ее. При соприкасании электрода M с породой, обладающей электронной проводимостью, разность потенциалов резко увеличивается, так как электрод M воспринимает потенциал породы	Для выделения рудных тел, обладающих электронной проводимостью	Применяют для исследования рудных скважин
		Каротаж потенциалов вызванной поляризации		
Каротаж ВП [26, 35, 39, 51, 58, 104]	Потенциал остаточного поля между измерительными электродами M и N каротажного зонда после размыкания тока питания электродов A и B	1. Спаренный переключатель (пульсатор) попеременно включает то цепь питания (см. рис. VI.3), то измерительную цепь (электроды M и N). Регистрирующий прибор записывает среднее значение вызванных потенциалов $\Delta U_{вп}$ за время, когда питающая цепь разомкнута. 2. То же, но силу тока питания регулируют так, чтобы напряжение $\Delta U_{кс}$ между электродами M и N во время замыкания питающей цепи было постоянным [58, 104]	Для выделения угольных пластов и вкрапленных руд	Применяется в угольных и рудных скважинах

Таблица VI.2

Зонды для каротажа по методу сопротивлений

Зонд	Коэффициент зонда	Основная характеристика	Назначение	Применение
		Многоэлекродные зонды		
Трехэлектродные потенциал- и градиент-зонды (рис. VI.1, *а* и *б*)	$k = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}$ или $k = 4\pi \frac{MA \cdot MB}{AB}$		Изучение УЭС пород	Основной зонд для каротажа по методу сопротивления
Двухэлектродный (предельный) потенциал-зонд	$k=4\pi\, AM$	Потенциал-зонд, у которого крайний парный электрод размещен на устье скважины	То же	Не применяется
Симметричный четырехэлектродный зонд (рис. VI.1, *в*)	$k = 2\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}$	Четырехэлектродный зонд, у которого $AM=BN$. Дает симметричные кривые сопротивления против одиночных пластов	Получение симметричных кривых КС, благоприятных для выделения пластов	Зонд получил ограниченное применение
Известняковый или симметричный (сдвоенный) зонд (рис. VI.1, г)	$k = 2\pi \frac{AM_1 \cdot AN_1}{M_1N_1}$	Представляет собой два сдвоенных трехэлектродных градиент-зонда. Показания равны среднему из КС грехэлектродных градиент-зондов AM_1N_1 и N_2M_2A	Запись кривой сопротивления в карбонатных разрезах	Применялся в США
Гидравлический цилиндрический зонд	—	Трехэлектродные потенциал- и градиент-зонды с электродами, установленными на гидравлически растягиваемом цилиндре	Измерение УЭС прискважинной части пласта; влияние глинистой корки небольшое	Проводятся опытные работы с зондами длиной от 0,035 до 0,25 м
Цилиндрический или кольцевой зонд [56]	$k = 4\pi c \frac{AM \cdot AN}{MN}$, где c — поправка за диаметр электродов зонда (табл. VI.3)	Многоэлектродный (обычно трехэлектродный) зонд, электроды которого в виде колец смонтированы на бурильной трубе	Получение КС в процессе бурения	Применяется при каротаже автономными приборами
		Одноэлектродные зонды		
Одноэлектродный зонд[1] (см. рис. VI.1, *д*)	Определяют экспериментально	Определяют сопротивление заземления электрода A	Расчленение разреза; отбивка границ пластов	Применяется в углеразведочных скважинах
Экранированный зонд [34]	—	Симметрично относительно основного электрода A_0 установлены два удлиненных экранирующих электрода A_1 и A_2, через которое пропускают ток той же полярности, что и через электрод A_0. Силу тока через экранирующие электроды берут такой, чтобы плотность тока через них была равной плотности тока через основной электрод	То же. Благодаря наличию экранирующего электрода меньше сказывается влияние скважины на измеряемое КС, чем при обычном одноэлектродном каротаже	Не применяется, так как не имеет существенных преимуществ перед другими каротажными зондами

[1] Измерения с одноэлектродным зондом называют токовым, или одноэлектродным, каротажем

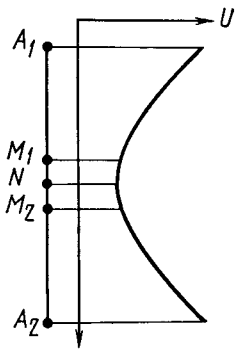


Рис. VI.2. Распределение потенциала U в однородной среде вдоль оси пятиэлектродного зонда дивергентного каротажа

Таблица VI.3

Значения поправочного коэффициента c для кольцевых зондов

2AO	c	2AO	c
1	2,56	5	1,25
1,5	2,10	8	1,13
2	1,74	15	1,03
3	1,46	30	1,02

Величина КС зависит от УЭС и мощности пластов, расположенных в области измерений, диаметра скважины и УЭС заполняющей ее промывочной жидкости, параметров зоны проникновения, а также типа и размера зонда, которым проводят измерение. Если среда однородна, КС равно УЭС; в общем случае чем больше неоднородность, тем больше разница между КС и УЭС пласта.

Кривая кажущегося сопротивления (кривая КС) — кривая изменения величины КС с глубиной.

Зонды обладают свойством взаимозаменяемости. Оно заключается в том, что при изменении назначения электродов (пропускании тока через электроды M и N, ранее бывшие измерительными, и измерении разности потенциалов между прежними токовыми электродами A и B) получают то же значение $\rho_к$, которое было до изменения.

Обычные зонды

Однополюсный зонд — трехэлектродный зонд, имеющий один питающий электрод и два измерительных.

Двухполюсный зонд — зонд, имеющий два питающих электрода и один измерительный.

Потенциал - зонд — зонд, в котором расстояние между одноименными электродами существенно больше, чем расстояние между непарными электродами.

Идеальный потенциал - зонд — зонд, в котором один из парных электродов удален на очень большое расстояние, в результате чего получается двухэлектродный зонд (см. табл. VI.2).

Длина потенциал - зонда — расстояние L между непарными электродами; $L=AM$.

Градиент-зонд — зонд, расстояние между парными электродами которого меньше, чем расстояние между непарными электродами.

Предельный градиент-зонд — зонд, в котором расстояние между сближенными электродами бесконечно мало. Для однополюсного зонда с $AM \approx AN = AO$

$$\rho_к = 4\pi L^2 \frac{E_z}{I}; \quad K = 4\pi L^2,$$

где E_z — слагающая напряжения и градиента потенциала по оси z, совпадающая с направлением расположения электродов A, M и N.

Длина градиент - зонда — расстояние от непарного электрода до средней точки O между парными электродами. При малом расстоянии между парными электродами $AB \ll AM$ или $MN \ll 4M$

$$L = AO = (AM + AN)/2 \text{ или}$$
$$L = (MA + MB)/2.$$

При значительном расстоянии между парными электродами зонда (AB или MN)

$$L = \sqrt{AM \cdot AN} \text{ или } L = \sqrt{MA \cdot MB}. \quad \text{(VI.2)}$$

Кровельный градиент-зонд — зонд с парными электродами, расположенными выше непарного, отбивающий пикой кровлю мощного пласта с большим сопротивлением.

Подошвенный градиент-зонд — градиент-зонд с парными электродами, которые расположены ниже непарного, отбивающий пикой подошву мощного пласта большого сопротивления.

Зонды семиэлектродного бокового каротажа

Длина зонда — расстояние между средними точками парных (измерительных электродов) $L = O_1O_2$ (см. рис. VI.14).

Размер зонда — $L_0 = A_1A_2$.

Коэффициент фокусировки

$$q = (L_0 - L)/L.$$

Точки записи зондов

Точка записи — точка зонда, к которой относят результаты измерений: а) для обычных зондов — средняя точка между парными электродами при $AM > MN$ (или $AB < AM$) или точка, находящаяся на расстоянии длины зонда от непарного электрода (A или M), если расстояние между парными электродами сравнимо с расстоянием между непарными [см. формулу (VI.2)]; б) для зонда бокового каротажа — середина центрального электрода A_0.

§ 19. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Каротаж обычными зондами

Основные уравнения для электрического поля. Закон Ома в дифференциальной форме

$$E = \rho j,$$

где E — напряженность поля; j — плотность тока.

Закон Кирхгофа в дифференциальной форме

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

Отсюда

$$\operatorname{div} \frac{1}{\rho} (\operatorname{grad} U) = \operatorname{grad} \frac{1}{\rho} \operatorname{grad} U -$$
$$- \frac{1}{\rho} \nabla^2 U = 0,$$

где U — потенциал электрического поля;

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}.$$

Указанные уравнения справедливы для областей, где нет источников тока.

В частном случае однородной и изотропной среды приведенные выше уравнения преобразуются в дифференциальное уравнение Лапласа

$$\nabla^2 U = 0.$$

В цилиндрических координатах (r, z, θ) уравнение Лапласа принимает вид [3]

$$\frac{\partial U}{\partial z} + \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial U}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 U}{\partial \Theta^2} = 0.$$

Выражение потенциала должно удовлетворять следующим условиям:

а) вблизи точечного электрода A потенциал должен быть равен

$$U_{r \to 0} = i\rho/4\pi r,$$

где ρ — УЭС среды, в которой расположен электрод A;

б) в очень удаленных точках, т. е. при $r \to \infty$, потенциал должен обращаться в нуль.

При наличии нескольких сред с различным УЭС на границах раздела сред k и $k+1$ также должны выполняться следующие граничные условия:

$$(U_k)_{k,\,k+1} = (U_{k+1})_{k,\,k+1}; \quad \frac{1}{\rho_k} \frac{\partial U_k}{\partial n} = \frac{1}{\rho_{k+1}} \frac{\partial U_{k+1}}{\partial n},$$

где $\frac{\partial U_k}{\partial n}$ и $\frac{\partial U_{k+1}}{\partial n}$ — производные от потенциала по нормали к границе раздела сред.

Принцип взаимности. Две произвольно взятые точки *1* и *2* любой среды обладают следующими свойствами: потенциал точки *1* при пропускании тока через точку *2* будет таким же, как потенциал точки *2* при пропускании тока той же силы через точку *1*. Из этого вытекают взаимозаменяемость токовых и измерительных электродов и эквивалентность одно- и двухполюсных зондов.

Сопротивление заземления электрода. Сопротивлением заземления $R_э$ электрода называется отношение потенциала $U_э$ элек-

Таблица VI.4

Формулы для вычисления сопротивления заземления и потенциала электродов различной формы

Форма электрода	Сопротивление заземления	Потенциал поля в однородной среде
Сфера радиуса r_0	$\frac{\rho}{4\pi r_0}$	$i\rho/4\pi r$, где r — расстояние от точки до центра сферы
Цилиндр длиной l и радиусом r_0	$\frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l}{r_0}$	$\frac{i\rho}{4\pi r} \ln \frac{z + 0{,}5l + \sqrt{r^2 + (z + 0{,}5l)^2}}{0{,}5l - z - \sqrt{r^2 + (z + 0{,}5l)^2}}$, где r и z — расстояния соответственно по осям r и z цилиндрической системы координат. Ось z направлена по оси цилиндра; начало координат в его середине

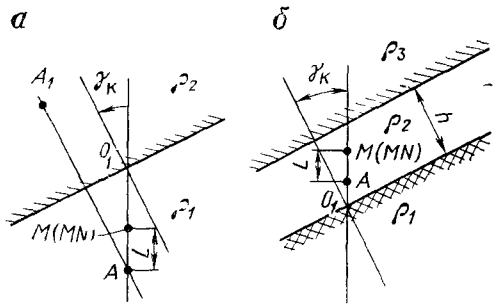


Рис. VI.3. Две (*а*) и три (*б*) среды с плоскими границами раздела

трода к силе проходящего через него тока I. Величины сопротивлений заземлений даны в табл. VI.4 [34].

При прохождении тока к сопротивлению заземления добавляется контактное сопротивление — сопротивление переходу тока с поверхности электрода к электролиту. Оно обратно пропорционально поверхности электрода и зависит преимущественно от характера металла и концентрации раствора. Контактное сопротивление является комплексным и может быть представлено сопротивлением с параллельно подключенной емкостью.

Однородная среда. Источник тока силой i, помещенный в точку A среды с удельным сопротивлением ρ, создает в точке M потенциал

$$U_M = \frac{i\rho}{4\pi}\frac{1}{AM}.$$

Напряженность и плотность тока соответственно

$$E_M = \frac{i\rho}{4\pi}\cdot\frac{1}{AM^2};\quad j = \frac{I}{4\pi AM^2}.$$

Анизотропная среда. Кажущееся УЭС для потенциал- и градиент-зондов

$$\rho_к = \frac{\rho}{\sqrt{1+(\lambda^2-1)\cos^2\gamma_к}},$$

где $\gamma_к$—угол между осью скважины и перпендикуляром к плоскости напластования. Основные ситуации, для которых определены КС, приведены в табл. VI.5. Типичные формы кривых КС против пластов описаны в табл. VI.6.

Отбивка границ пластов по кривым КС. По кривой КС, снятой подошвенным градиент-зондом, длина которого меньше мощности пласта, отбивку подошвы пласта большого сопротивления следует производить по максимуму кривой или ниже него на половину расстояния между парными электродами, а отбивку кровли — ниже минимума на половину расстояния между парными электродами (см. рис. VI.5,*а*) . По кривой КС, снятой градиент-зондом, длина которого больше

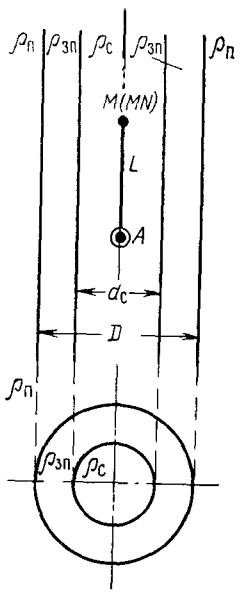


Рис. VI.4. Пласт неограниченной мощности при наличии цилиндрических границ раздела

мощности пласта, границы пласта отбиваются против крутого подъема (спада) кривой (см. рис. VI.5, *б*).

Отбивка границ пласта малого сопротивления по кривой КС, снятой подошвенным градиент-зондом: подошву отбивают ниже минимума на половину расстояния между парными электродами, кровлю — по максимуму или ниже максимума на половину расстояния между парными электродами (см. рис. VI.6, *а* и *б*). При большом УЭС вмещающих пород минимум часто, особенно при больших зондах, располагается против вмещающих пород. В этом случае следует тщательно контролировать отбивку границ пласта по показаниям малых градиент- и потенциал-зондов

Границы пласта по кривой КС, снятой кровельным градиент-зондом, отбивают так же, учитывая лишь обратный ход кривых по сравнению с ходом кривой, снятой подошвенным градиент-зондом.

Границы прослоя малого сопротивления, а также границы тонких пластов (прослоев) при чередовании их отбивают исходя из правил отбивки границы тонких пластов малого сопротивления, ориентируясь на максимум и минимум кривой (см. рис. VI.7, *а* и *б*).

По кривой КС, снятой потенциал-зондом, длина которого меньше мощности пласта, границы пластов большого сопротивления отбивают следующим образом: кровлю — на половину длины зонда выше, а подошву — на ту же величину ниже точки перехода от медленного к более резкому подъему кривой КС (см. рис. VI.5, *в*).

Таблица VI.5

Ситуации, для которых определены КС

Ситуация	Метод получения КС	Примечание
Контакт пород (рис. VI.3) и пласт (рис. VI.3, *б*) с плоскими границами раздела без учета влияния скважины (рис. VI.3)	Расчет по формулам, получаемым методом зеркальных изображений	Формулы и расчетные кривые см. [4, 36]
Пласт неограниченной мощности при наличии цилиндрических коаксиальных поверхностей раздела (рис. VI.4)	КС получено путем решения уравнения Лапласа в цилиндрических координатах с учетом граничных условий задачи	Основные расчетные кривые см. [6]
Пласт и сочетание пластов ограниченной мощности при наличии цилиндрических коаксиальных поверхностей раздела (скважина, зона проникновения, пласт)	Измерения на сеточной модели. Среду заменяют совокупностью соответствующим образом подобранных и соединенных сопротивлений (сеткой). Благодаря цилиндрической симметрии применима сетка двумерная, радиальное и осевое сопротивления отдельного узла сетки соответственно $R_{rv} = \frac{\rho}{2\pi\xi}\int_{r_v}^{r_{v+1}}\frac{dr}{r} = \frac{\rho\ln\alpha}{2\pi\xi}$; $R_{zv} = \frac{\rho}{2\pi\xi}\int_{r_v}^{r_{v+1}} rdr = \frac{2\xi R_{rv}}{(\alpha-1)\ln\alpha r_v^2}$, где ρ — удельное сопротивление среды; $v = -m, \ldots, -1, 0, +1, \ldots, m$. В работе [6] $m=4$, $\alpha=\sqrt{3}$, $\xi = d_с/8$, остальная часть скважины предполагается непроводящей	Обоснование сеточной модели см. [5]; результаты моделирования [4]
Пласт конечной мощности при наличии коаксиальных поверхностей раздела	Расчет на ЭВМ способом конечных разностей (ЦГЭ Миннефтепрома)	

Границы пластов малого сопротивления отбивают, также ориентируясь на указанные точки (см. рис. VI.6, *в* и *г*).

Мощность тонких пластов ($h < L$) иногда определяют по ширине пики — по расстоянию между точками пересечения участков подъема и спада кривой КС с прямой, параллельной оси глубин, проведенной на некотором расстоянии от нее. Обычно считают, что мощность тонкого пласта большого сопротивления равна ширине пики на высоте, соответствующей 1/2 или 2/3 амплитуды отклонения кривой. Однако в зависимости от мощности УЭС пласта и влияния скважины мощность пласта будет соответствовать ширине пики на различной высоте.

Наиболее точно отбиваются границы пластов и определяется мощность их по диаграммам, полученным микрозондами. Обычно границы отбиваются по резкому изменению кривой (в принципе при точных исследованиях следовало бы учитывать тип и длину микрозонда).

Границы переходной зоны в случае, когда ее мощность и мощность предельно нефтенасыщенной части пласта больше длины зонда, отбиваются следующим образом (см. рис. VI.9, *а*).

Нижняя граница зоны отбивается в начале крутого подъема кривой (подошвенный градиент-зонд) или ниже начала подъема ее соответственно на AO (кровельный градиент-зонд) и $AM/2$ (потенциал-зонд). Верхняя граница отбивается в мак-

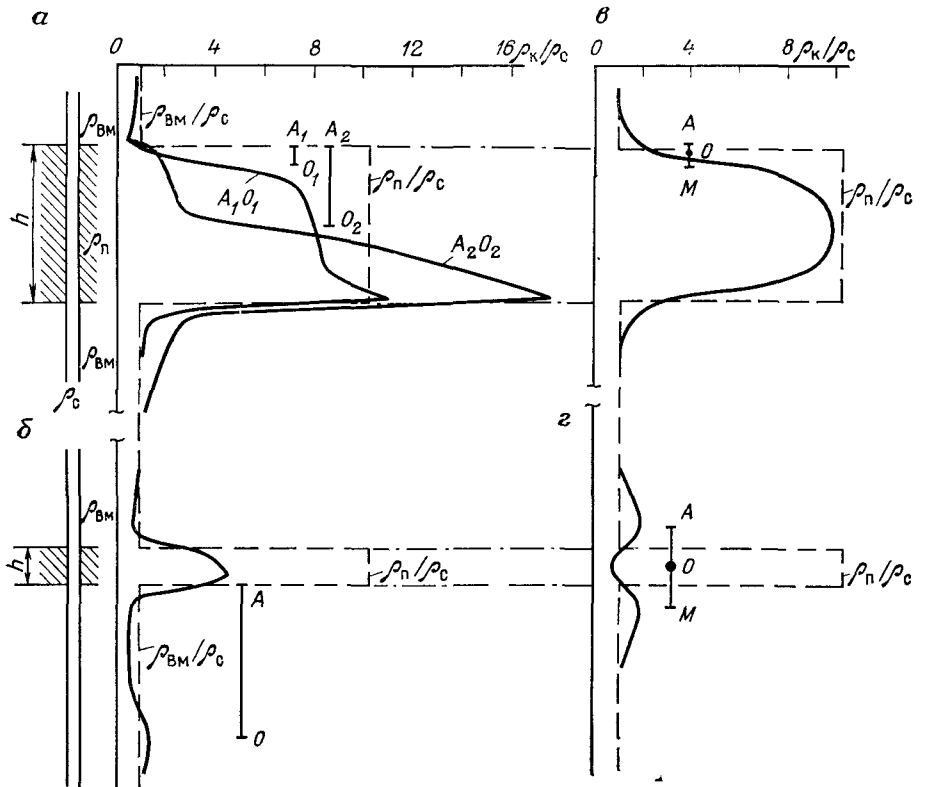


Рис. VI.5. Кривые КС для однородного одиночного пласта большого сопротивления.

$\rho_п=10\rho_с$; $\rho_{вм}=\rho_с$.

Подошвен градиент-зонд: *а* — $A_1O_1/h=0{,}125$, $A_2O_2/h=0{,}5$, *б* — $AO/h=4$; потенциал-зонд: *в* — $AM/h=0{,}25$, *г* — $AM/h=2$.

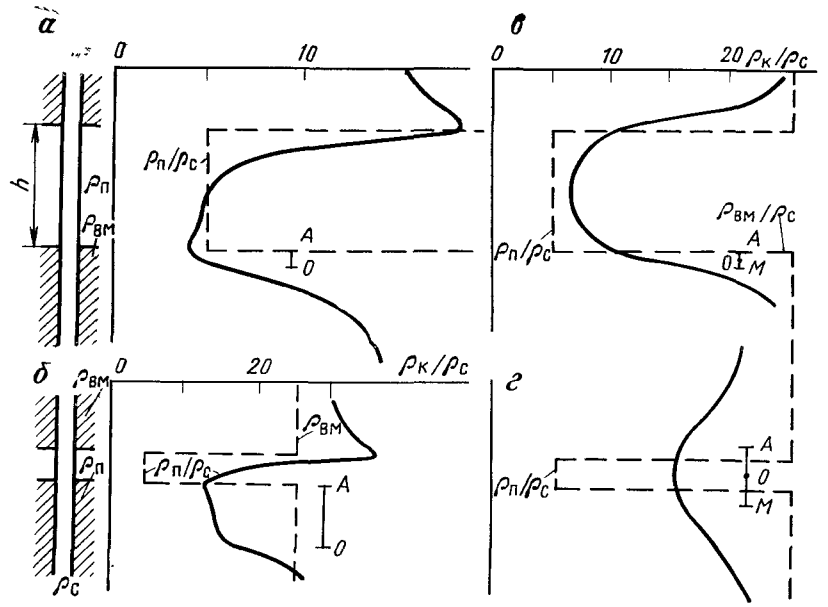


Рис. VI.6. Кривые КС для однородного одиночного пласта малого сопротивления.

$\rho_п=5\rho_с$; $\rho_{вм}=25\rho_с$.

Подошвенный градиент-зонд: *а* — $AO/h=0{,}125$, *б* — $AO/h=4$; потенциал-зонд: *в* — $AM/h=0{,}25$; *г* — $AM/h=2$

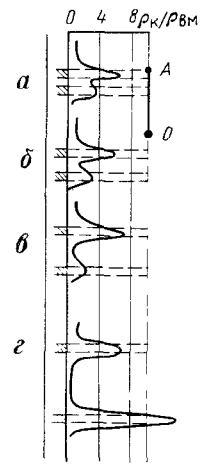


Рис. VI.7. Кривые КС для двух пластов, мощность которых h меньше длины зондов. $\rho_п=10\rho_с$ и $\rho_{вм}=\rho_с$.

Подошвенный градиент-зонд, мощность прослоя: *а*—h, *б* — $1{,}5h$, *в* — $4h$, *г* — $8h$, $AO=7{,}5h$. Экранирование: *а*—*в* — понижающее, *нг* — повышающее

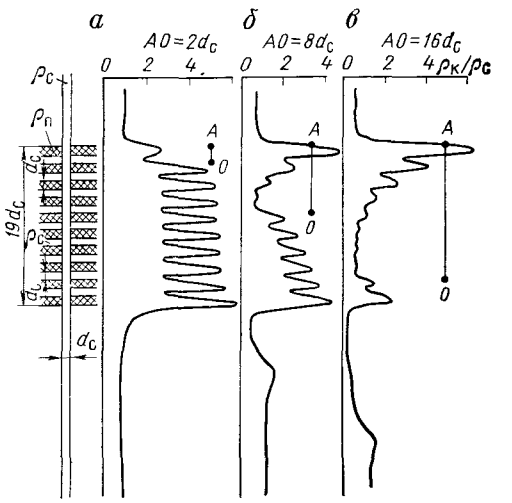


Рис. VI.8. Кривые КС для пачки пластов высокого $\rho_п=10\rho_с$ и низкого $\rho_п=\rho_с$ сопротивлений.

Мощность пластов равна диаметру скважины. Форма кривой КС: *а* — раздельная, *б* — подчиненная, *в* — экранированная

симуме кривой (подошвенный градиент-зонд) или ниже то чки, в которой наблюдается полное выпо лаживание кривой КС, соответственно на AO (кровельный градиент-зонд) и на $1{,}5AM$—$2AM$ (потенциал-зонд). В случае, если верхняя граница переходной зоны расположена вблизи кровли продуктивного пласта (расстояние менее $2AO$ или $2AM$), отбивка верхней границы по кривым КС затруднена. Положение нижней границы отбивается, как обычно (рис. VI.9, *б*).

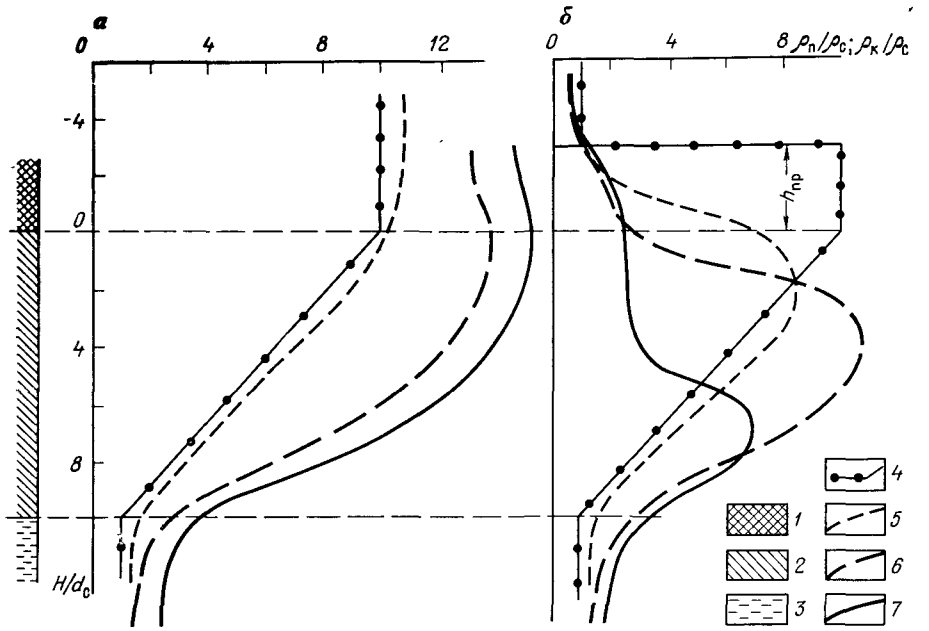


Рис. VI.9. Кривые КС против переходной зоны нефтегазоносных пластов.

Мощность предельно нефтенасыщенной части пласта $h_{пр}$: *а* — ∞, *б* — $3d_с$. *1* — нефтенасыщенная часть пласта; *2* — переходная зона; *3* —водонасыщенная часть пласта; *4* — $\rho_п/\rho_с$; $\rho_к/\rho_с$: *5* — для потенциал-зонда с $AM=2d_с$; *6* — для градиент-зонда с $AO=4d_с$; *7* — для гради т-зонда с $AO=8d_с$

Таблица VI.6

Форма кривых КС для обычных зондов [7, 37, 51]

Пласт, зонд	Форма кривой КС
	Одиночный пласт
Пласт большого сопротивления и мощностью n, большей длины зонда L. Подошвенный градиент-зонд	При подходе к пласту (снизу вверх) — повышение КС до максимума, находящегося выше подошвы пласта на величину $MN/2$ ($AB/2$). Выше подошвы пласта — понижение КС до минимума, расположенного выше кровли пласта на ту же величину (рис. VI.5, *а*). Участок кривой, находящийся ниже кровли, равный длине зонда и имеющий относительно низкие показания КС, называют зоной экранирования
То же, кровельный градиент-зонд	Форма кривой обратная форме кривой предыдущего случая. Максимум КС наблюдается в кровле, зона экранирования — в подошве
Пласт большого сопротивления и мощностью, близкой длине зонда. Градиент-зонд	Зона экранирования занимает основную часть пласта; наблюдается узкая пика кривой КС в подошве при подошвенном градиент-зонде или в кровле при кровельном градиент-зонде
Пласт большого сопротивления и мощностью, меньшей длины зонда. Градиент-зонд	Против пласта отмечается более или менее симметричное повышение КС (см. рис. VI.5, *б*) с максимумом, смещенным к подошве пласта (при кровельном градиент-зонде — к кровле). При подошвенном градиент-зонде ниже подошвы пласта на $L - 0{,}5\,h$ величина КС меньше, чем против вмещающих пород (экранный минимум); ниже экранного минимума наблюдается максимум (экранный максимум). При кровельном градиент-зонде кривая имеет обратную форму
Пласт большого сопротивления и мощностью, превышающей длину зонда. Потенциал-зонд	Против пласта (рис. VI.5, *в*) — максимум кривой, симметричный относительно середины пласта. Наиболее резкий подъем кривой происходит в точках, расположенных выше подошвы и ниже кровли пласта на величину $0{,}5\,L$. В очень мощных пластах против средней части пласта *наблюдается участок неизменных КС*
Пласт большого сопротивления и мощностью, меньшей длины зонда. Потенциал-зонд	Пласт отмечается повышенными значениями КС против вмещающих пород с максимумом, расположенным на расстоянии, равном половине длины зонда, от границы пласта, и депрессией против пласта (рис. VI.5, *г*)
Пласт малого сопротивления (УЭС пласта меньше сопротивления вмещающих пород). Подошвенный градиент-зонд	При подходе к пласту (снизу вверх) — понижение кривой до минимума (см. рис. VI.5, *а*), расположенного выше подошвы на величину $MN/2$ ($AB/2$). Выше подошвы пласта — повышение КС до максимума, расположенного выше кровли на ту же величину (рис. VI.6, *а*). На значительном расстоянии (более L) ниже и выше пласта величины КС приближаются к значениям КС против вмещающих пород
Пласт малого сопротивления. Кровельный градиент-зонд	Форма кривой обратная форме кривой для предыдущего случая; минимальное сопротивление наблюдается в кровле, максимальное — в подошве

Продолжение табл. VI.6

Пласт, зонд	Форма кривой КС
Пласт малого сопротивления и мощностью, меньшей длины зонда. Градиент-зонд	Форма кривых КС отличается от кривых в предыдущих случаях тем, что значительная часть участка пониженного сопротивления размещается против соседнего пласта высокого сопротивления (см. рис. VI.6, *б*)
Пласт *малого сопротивления*. Потенциал-зонд	*Пласт отмечается минимумом* КС, *симметричным* относительно середины пласта (см. рис. VI.6, *в* и *г*). Наиболее резкое снижение сопротивлений наблюдается ниже подошвы и выше кровли пласта на расстояниях, равных половине длины зонда
	Два пласта большого сопротивления
Мощный ($h>L$) пласт, сопровождаемый тонким ($h<L$) пластом со стороны непарного электрода. Градиент-зонд	Форма кривых КС против отдельных пластов мало отличается от формы кривых для таких же одиночных пластов
Мощный ($h>L$) пласт, сопровождаемый тонким ($h<L$) пластом со стороны парных электродов. Градиент-зонд	Форма кривой против мощного пласта мало отличается от формы кривой КС для соответствующего одиночного пласта. Значения КС против тонкого пласта и прослоя завышены, причем тем в большей степени, чем меньше мощность прослоя. С уменьшением мощности прослоя уменьшается прогиб кривой против него и общая форма кривой КС становится более симметричной
Мощность пластов меньше длины зонда. Градиент-зонд	Форма кривой КС против пласта, расположенного со стороны непарного электрода, по сравнению с формой кривой против одиночного пласта изменяется мало (см. рис. VI.7). Если расстояние между пластами (измеряемое между их серединами) больше длины зонда, то показания против пласта, расположенного со стороны парных электродов, завышены (завышающее экранирование), если расстояние между пластами меньше длины зонда, то показания против этого пласта занижены (занижающее экранирование)
Мощность пластов больше длины зонда. Потенциал-зонд	Форма кривой КС против отдельных пластов мало отличается от формы кривых для одиночных пластов, наблюдается повышение КС против прослоя, тем большее, чем меньше его мощность
Мощный ($h>L$) и тонкий ($h<L$) пласты. Потенциал-зонд	Нарушение симметричности кривой против мощного пласта (*повышение показаний в части пласта, к которой примыкает прослой*), повышенные показания против прослоя
Мощность пластов меньше длины зонда. Потенциал-зонд	Пласты отмечаются прогибами кривой; против прослоя наблюдается повышение КС при расстоянии между серединами пластов, меньшем L,— прогиб против пластов и разделяющего их прослоя
	Пачка пластов (чередование прослоев большого и малого сопротивления)
Мощность пачки значительно больше L; сумма мощностей прослоев большого $h_б$ и ма-	Кривая сопротивления представляет собой сочетание кривых КС против отдельных пластов (рис. VI.8, *а*), лишь несколько усложненных по сравнению с кривыми, ко-

Продолжение табл. VI.6

Пласт, зонд	Форма кривой КС
лого $h_м$ сопротивлений ($h_{сум}=h_б+h_м$); мощность прослоев меньше L	торые были бы получены, если бы пласты были одиночными (раздельная форма кривой сопротивления)
Мощность пачки значительно больше L; мощность прослоев меньше L	Кривая КС сходна с кривой сопротивления против пласта большого сопротивления (подчиненная форма кривой КС). *Величины сопротивлений против отдельных* пропластков зависят от их положения в пачке (рис. VI.8, *б*)
Мощность пачки близка к длине зонда; мощность прослоев меньше L	Показания против отдельных пластов резко снижены, исключение составляют крайние пласты (рис. VI 8, *в*). Величины КС против отдельных пластов сильно зависят от их положения в пачке (экранированная форма кривой КС)
	Неоднородный пласт
Уменьшение сопротивления в направлении парных электродов. Градиент-зонд	Кривая КС более симметрична, чем в случае однородного пласта
Изменение удельного сопротивления от одной границы пласта к другой. Потенциал-зонд	Несимметричная форма кривой
Наличие между пластом и вмещающей породой пласта промежуточного УЭС. Градиент-зонд	Если промежуточный пласт расположен со стороны непарного электрода, он мало влияет на форму кривой сопротивления; если промежуточный пласт расположен со стороны парных электродов, против него наблюдается значительное увеличение КС (характерная ступенька, за счет чего кривая принимает более симметричный вид)
Переходная зона	Кривые КС переходной зоны от нефтегазоносной к полностью водоносной части пласта (рис. VI.9) характеризуются постепенным подъемом от нижней границы зоны к верхней. Крутизна кривых зависит от градиента сопротивления переходной зоны, типа и длины зонда. Наибольшая крутизна наблюдается у кривых, снятых подошвенными градиент-зондами

По каротажным кривым отбивается видимая (кажущаяся) мощность пластов. Отбивка границ сильно усложняется, если ось скважины не перпендикулярна к плоскостям напластования (угол между ними меньше 70°).

Выбор зонда. Стандартный зонд подбирают так, чтобы в результате его применения получались кривые КС, обеспечивающие: а) выделение возможно большего числа пластов; б) точную отбивку границ пластов; в) правильное представление об УЭС пластов.

На практике в качестве стандартного зонда применяют градиент-зонд A2M0,5N и потенциал-зонд B2M0,5A; в некоторых районах (Башкирия, Татария и др.) — потенциал-зонд B7,5A0,75M. В скважинах структурного бурения диаметром 80—150 мм следует применять зонды меньшей длины, например градиент-зонд длиной около 1 м (M1A0,1B) или потенциал-зонд длиной 0,25 м (B4A0,25M).

В США электрический каротаж обычно проводят тремя зондами: малым потенциал-зондом AM = 0,25÷0,5 м, большим потенциал-зондом длиной около 1,6 м или градиент-зондом длиной около 2 м и большим градиент-зондом (обычно длиной 5,6 м).

Боковое каротажное зондирование

Теоретические кривые бокового каротажного зондирования (БКЗ)

Кривая БКЗ — кривая зависимости отношения КС и УЭС промывочной жидкости от отношения длины зонда к диаметру скважины. При этом среду считают однородной в направлении оси скважины.

Палетка БКЗ — группа кривых БКЗ, собранных по общности каких-либо параметров ($\rho_п/\rho_с$, $D/d_с$, $\rho_{зп}/\rho_с$).

Модуль кривой БКЗ — фиксированное значение $\rho_п/\rho_с$.

Крест кривой БКЗ, палетки БКЗ — точка с координатами $\rho_к/\rho_с = 1$, $L/d_с = 1$.

Кривая А на палетках — геометрическое место пересечения кривыми своих правых асимптот.

В теории БКЗ различают пласты неограниченной и конечной мощностей. На практике пласты неограниченной мощности отождествляют с пластами мощностью $h > L$, отличающимися от пластов конечной мощности небольшим влиянием вмещающих пород на величину КС против них.

Пласт неограниченной мощности. Расчет КС для пласта неограниченной мощности проведен для следующих условий: а) зонд располагается по оси скважины; б) зона проникновения фильтрата промывочной жидкости в породу цилиндрическая (границы раздела коаксиальны скважине) и имеет постоянное сопротивление [фактическая зона проникновения со сложным распределением сопротивления (см. рис. 1.2 и 1.3) заменена некоторым эквивалентным однородным концентрическим слоем]. В результате расчета при указанных условиях получены теоретические кривые БКЗ (см. табл. VI.7).

Кривые БКЗ позволяют установить следующие закономерности, которым подчиняются КС против пласта неограниченной мощности [57].

Влияние проникновения фильтрата промывочной жидкости тем больше, чем сильнее изменяется УЭС пласта при проникновении в него фильтрата и чем больше глубина проникновения.

Для больших $L/d_с$ (правые ветви кривых БКЗ) трехслойная среда с понижающим проникновением фильтрата и соответствующая ей выположенная кривая БКЗ практически эквивалентны двухслойной среде и соответствующей ей двухслойной кривой БКЗ с тем же $\rho_п$, но для некоторой фиктивной скважины с диаметром $d_ф$ и удельным сопротивлением $\rho_ф$ фильтрата промывочной жидкости.

Основное условие эквивалентности [64]

$$\frac{d_ф}{\rho_ф}+\frac{D^2-d_ф^2}{\rho_п}=\frac{d_с^2}{\rho_с}+\frac{D^2-d_с^2}{\rho_{зп}}.$$

При небольшом повышающем проникновении фильтрата кривые БКЗ при различных $\rho_{зп}/\rho_с$ и $D/d_с$ практически не различаются, если параметр U имеет одинаковое значение:

$$U=\left(\frac{\rho_{зп}}{\rho_с}-\frac{\rho_п}{\rho_с}\right)\ln\frac{D}{d_с}.$$

Условия эквивалентности могут быть использованы для приближенного построения правых частей трехслойных кривых БКЗ по двухслойным и для облегчения подбора кривых БКЗ к интерпретируемым при обработке материалов БКЗ.

Пласт конечной мощности. При расчетах предполагается, что ось скважины перпендикулярна к плоскости раздела и подстилающие и покрывающие пласт породы имеют одно и то же сопротивление. Против пластов конечной мощности определяют среднее, оптимальное и экстремальные сопротивления.

Экстремальные сопротивления — максимальные для пластов большого сопротивления и минимальные для пластов малого сопротивления.

Максимальное сопротивление отсчитывают в кровле (кровельный градиент-зонд при $L < h$), в подошве (подошвенный градиент-зонд при $L < h$) и против средней части пласта (потенциал-зонд). Минимальное сопротивление отсчитывают против средней части пласта. Среднее сопротивление — КС, соответствующее высоте прямоугольника, площадь которого равна площади, заключенной между осью глубин и кривой КС на участке против пласта.

Оптимальное сопротивление (только для градиент-зонда с $L < h$) — среднее сопротивление, вычисленное в интервале пласта без зоны экранирования (для подошвенного градиент-зонда в интервале от экстремумов подошвы пласта до точки кривой, лежащей на L ниже кровли).

Экстремальная кривая зондирования ЭКЗ — кривая зондирования, построенная по максимальным и минимальным сопротивлениям. Кривые экстремального зондирования построены по результатам моделирования (см. табл. VI.7).

Палетка ЭКЗ — совокупность кривых ЭКЗ для заданного значения $\rho_{вм}/\rho_с$ [4] (см. рис. VI.13).

Точка учета мощности — точка с координатами, соответствующими $\rho_{вм}$ и h.

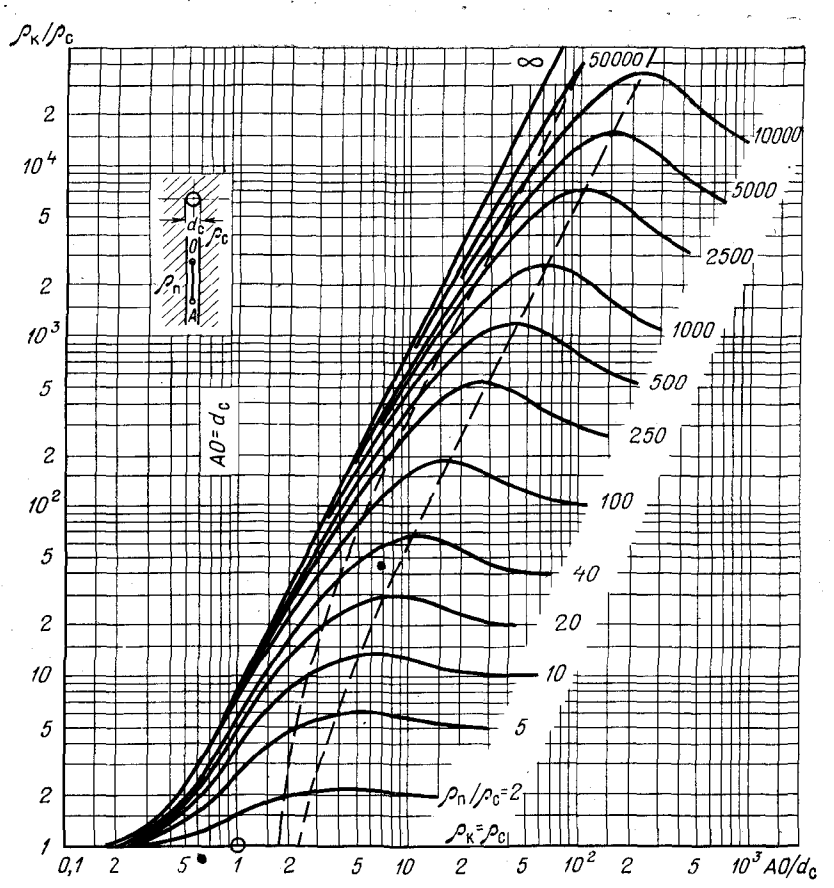


Рис. VI.10. Палетка БКЗ-1а для градиент-зондов при $\rho_п > \rho_с$

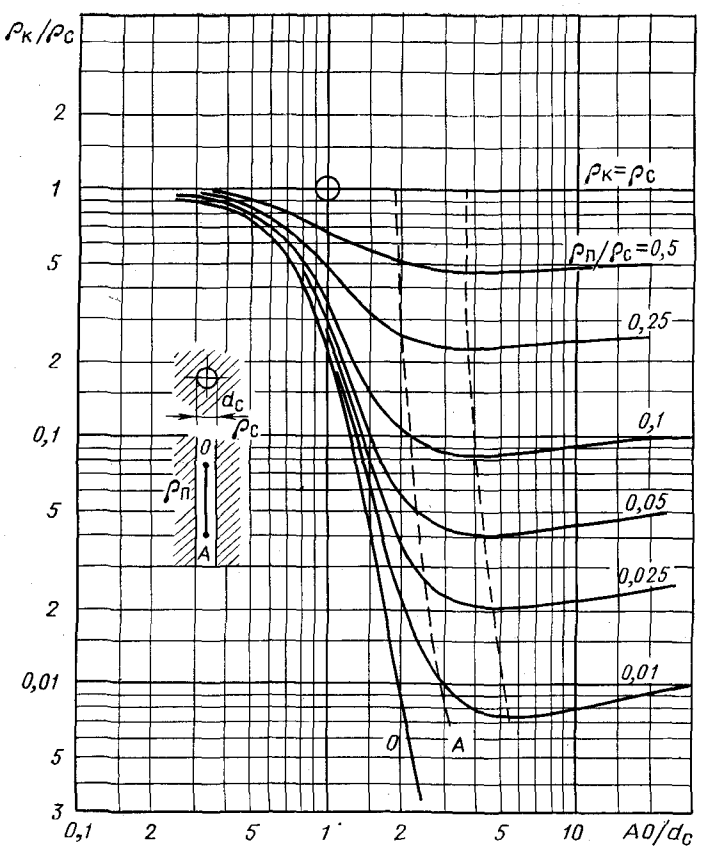


Рис. VI.11. Палетка БКЗ-1б для градиент-зондов при $\rho_п < \rho_с$

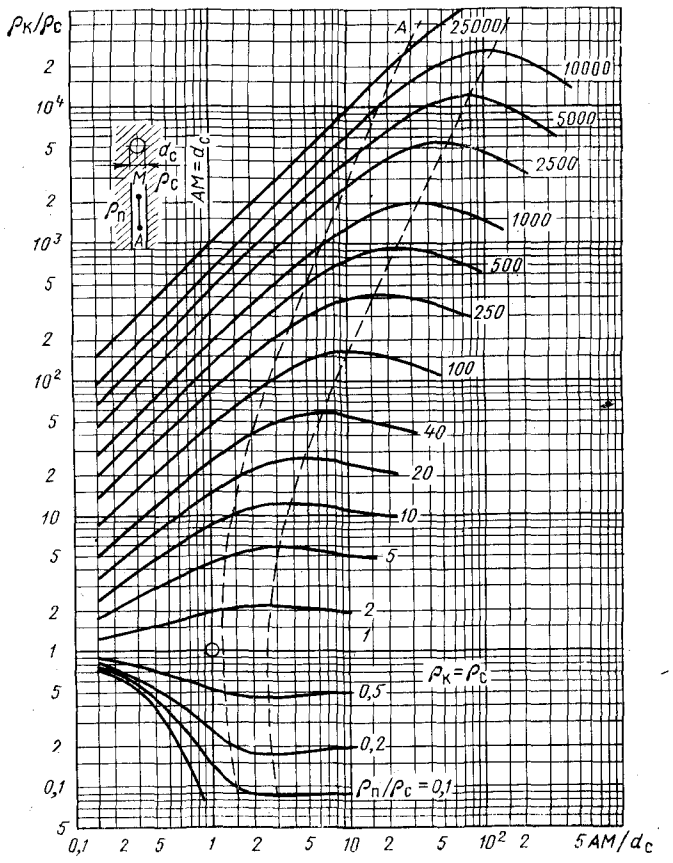


Рис. VI.12. Палетка БКЗ-1 для потенциал-зондов

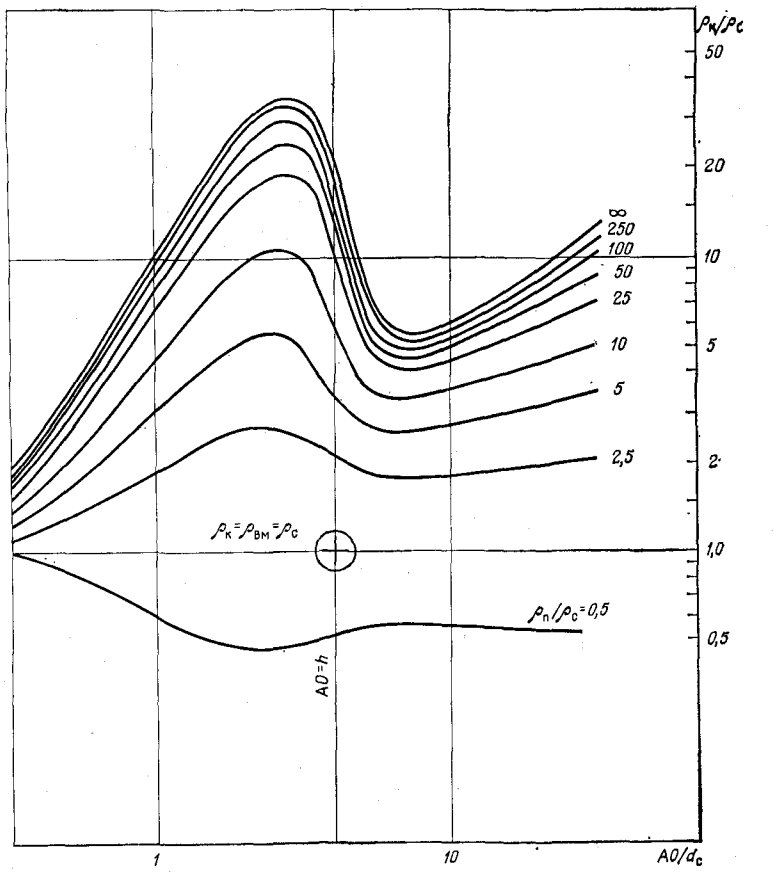


Рис. VI.13. Палетка экстремальных кривых зондирования ЭКЗ для градиент-зондов при $h/d=4$ и $\rho_{вм}=\rho_0$

Таблица VI.7

Характеристика кривых БКЗ

Пласт	Для какого случая получены кривые	Наименование кривых	Наименование палеток	Особенности кривых	Предельные значения КС
Неограниченной мощности, двухслойная среда (скважина — пласт)	Отсутствие проникновения фильтрата в пласт. Градиент-зонд	Двухслойная кривая БКЗ	Палетки БКЗ-1а — для $\rho_п \geqslant \rho_с$ и БКЗ-1б — для $\rho_п \leqslant \rho_с$ (рис. VI.10 и VI.11)	Левая асимптота — $\rho_к/\rho_с=1$; правая асимптота — модуль кривой $\mu=\rho_п/\rho_с$. Между асимптотами кривая образует максимум ($\rho_п>\rho_с$) или минимум ($\rho_п<\rho_с$)	При $\rho_п/\rho_с=\infty$ и $AO \gg d_с$ значения $\rho_к/\rho_с$ определяются прямой, наклоненной под углом arctg 2= =63,5° к оси абсцисс и пересекающей ее в точке $L/d_с=1/2\sqrt{2}$
То же	То же Потенциал-зонд	То же	Палетка БКЗ-1 (рис. VI.12)	Кривые БКЗ аналогичны кривым БКЗ для градиент-зондов, но более пологие	Ординаты $\rho_к/\rho_с$ кривых БКЗ при $\rho_п/\rho_с \to \infty$ стремятся к бесконечности[1]
Неограниченной мощности, трехслойная среда (скважина — зона проникновения — пласт)	Понижающее проникновение фильтрата. Градиент-зонд	Трехслойная кривая БКЗ, выположенная, с модулем более $\rho_{зп}/\rho_с$	Палетки БКЗ для случая проникновения фильтрата [6][2]	Отличается от двухслойной кривой БКЗ, имеющей тот же более пологий ход, меньшим превышением максимума и смещением его вправо	При $D/d_с \to \infty$ левая ветвь кривой БКЗ стремиться к двухслойной кривой БКЗ с $\mu=\rho_{ап}/\rho_с$, а правая — к двухслойной кривой БКЗ с $\mu=\rho_п/\rho_{ак}$
То же	Повышающее проникновение фильтрата. Градиент-зонд	Трехслойная кривая БКЗ, приподнятая, с модулем, меньшим $\rho_{зп}/\rho_с=2$.	1. Палетки БКЗ для случая проникновения фильтрата [6] 2. Палетки БКЗ [6] применимы в пределах действия условия U-эквивалентности	Отличается от двухслойной кривой БКЗ с тем же $\rho_п/\rho_с$ большим превышением максимального значения над правой асимптотой и смещением его влево	При $D/d_с \to \infty$ левая ветвь кривой БКЗ стремится к двухслойной кривой БКЗ с $\mu=\rho_{зп}/\rho_с$, правая ветвь кривой — к двухслойной кривой БКЗ с $\mu=\rho_п/\rho_{зп}$
То же	Проникновение фильтрата. Потенциал-зонд	Трехслойные кривые БКЗ, выположенные ($\rho_п>\rho_{зп}$) и приподнятые ($\rho_п<\rho_{зп}$)	Палетка для потенциал-зондов с проникновением фильтрата [6]	—	—
Пласт конечной мощности	Отсутствие проникновения фильтрата в пласт. Градиент-зонд	Экстремальная кривая зондирования (максимальная при $\rho_п>\rho_{вм}$, минимальная при $\rho_п< <\rho_{вм}$)	Палетка ЭКЗ[3] (рис. VI.13 и [4]). Палетки получены при расстоянии между парными электродами $MN=0{,}25\ d_с$, $L>d_с$ и $MN=0{,}125\ d_с$, $L \leqslant d_с$	Левая асимптота — $\rho_к/\rho_с=1$; правая — $\rho_п/\rho_с$. При $h \gg d_с$ и небольшом $\rho_{вм}$ кривая ЭКЗ при $L>h$ образует минимум. При малых h и больших $\rho_{вм}$ кривая ЭКЗ плавно поднимается с увеличением L/h	При $h \gg d_с$ и не очень большом $\rho_{вм}$ левая ветвь кривой близка к кривой БКЗ с модулем $\mu=\rho_п/\rho_с$ (располагается выше нее), правая — к кривой зондирования с $\mu= =\rho_п/\rho_{вм}$, полученной без учета влияния скважины
То же	Наличие проникновения фильтрата. Градиент-зонд	Экстремальные кривые зондирования для случая проникновения фильтрата, ЭКЗТ	Палетки ЭКЗТ[4] [4] получены при тех же условиях, что и палетки ЭКЗ	В отличие от ЭКЗ кривые ЭКЗТ не имеют минимума	При малых $L/d_с$ левая ветвь ЭКЗТ совпадает с кривой ЭКЗ с модулем $\mu=\rho_п/\rho_с$
То же	Наличие проникновения фильтрата в пласт. Потенциал-зонд	Максимальные кривые зондирования ЭКЗ — ПЗ	Палетки ЭКЗ — ПЗ [4]	По мере увеличения $L/d_с$ кривая ЭКЗ — ПЗ отходит от кривой БКЗ и тем больше, чем ближе $L/d_с$ к $h/d_с$ (особенно при больших $\rho_п/\rho_с$)	При малых и больших левая ветвь ЭКЗ — ПЗ совпадает с кривой БКЗ с тем же модулем

[1] Для потенциал-зондов, применяемых на практике и имеющих конечное расстояние между парными электродами, предельное значение кажущегося удельного сопротивления равно предельному значению его для градиент-зонда с $L=\sqrt{AM \cdot AN}$.
[2] Палетка БКЗ обозначается дробью, числитель которой $D/d_с$, знаменатель $\rho_{зп}/\rho_с$.
[3] Шифром палетки ЭКЗ является величина $\rho_{вм}$.
[4] Палетки ЭКЗТ обозначаются двумя числами: первое $h/d_с$ и второе $\rho_{вм}$.

Правая и левая ветви кривой ЭКЗ — участок кривой зондирования, находящийся правее и левее точки с ординатой, для которой $L = h$.

Форма ЭКЗ и положение их характерных точек (максимум и минимум) зависят от мощности пласта, УЭС промывочной жидкости и окружающих пород, но в основном от отношения длины зонда к мощности пласта. В зависимости от длины зонда и мощности пласта наблюдается следующее: 1) при $L < h$ — КС в основном определяется влиянием скважины и наиболее характерным является отношение $\rho_к/\rho_с$; 2) при $L > h$ — КС в основном определяется УЭС вмещающих пород и наиболее характерным является отношение $\rho_к/\rho_{вм}$, а при различных значениях УЭС пород, покрывающих и подстилающих пласт, УЭС породы, примыкающей к пласту со стороны непарного электрода зонда.

На величину КС существенно влияет расстояние между парными электродами градиент-зонда MN, если оно больше мощности пласта. Зависимость снижения КС от MN при $\rho_{вм} = \rho_с$ и $L/h \gg 1$ по сравнению с КС, полученным при $MN = 0{,}25\ h$:

MN	$0{,}5h$	h	$2h$	$3h$	$4h$
Порядок снижения, %	2	5	15	25	40

При $h > L$, если определить длину зонда как $\sqrt{AM \cdot AN}$, влияние MN не сказывается вплоть до $AM/MN = 1$.

Обработка БКЗ

УЭС мощных пластов, если отсутствует проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт и известен фактический диаметр скважины, можно определить по показаниям стандартного зонда, вводя поправку за влияние скважины с помощью палеток БКЗ (см. рис. VI.10—VI.12). Наилучшие результаты определения УЭС получают при применении БКЗ. Основные этапы обработки БКЗ: 1) выделение пластов; 2) контроль УЭС промывочной жидкости; 3) построение кривых БКЗ; 4) сопоставление построенных кривых с расчетными кривыми; 5) определение УЭС пласта и наличия проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Известны следующие методы контроля УЭС промывочной жидкости: по данным БКЗ путем сопоставления кривых БКЗ против пластов, в которые не проникает промывочная жидкость, с двухслойной палеткой БКЗ; по показаниям малых градиент-зондов против не очень тонких пластов возможно большего сопротивления; этот способ дает менее точные результаты, чем контроль по данным БКЗ [104].

Выделение пластов производится с учетом правил отбивки границ пластов, описанных ранее.

Границы участков, выделяемых для обработки материалов БКЗ, должны соответствовать границам пласта. Нельзя брать раздельно части одного и того же пласта или объединять несколько пластов в один, а применять метод обработки, пригодный для одиночного пласта. Результаты определения мощности пласта контролируют по характерным точкам кривой БКЗ.

Пласты большой мощности. Для пластов большого сопротивления и значительной мощности (≥6 м) для построения кривой БКЗ используют оптимальные или средние сопротивления. Если мощность пласта не очень велика, используют только оптимальные и экстремальные сопротивления, пользуясь поправкой за мощность [4].

Для построения кривых БКЗ для пластов малого сопротивления используют только оптимальные сопротивления.

Построенную по данным измерений в скважине кривую БКЗ вначале накладывают на палетку двухслойных кривых БКЗ (палетка БКЗ-1) так, чтобы крест кривой совпал с крестом палетки ($\rho_к/\rho_с = 1$, $L/d_с = 1$)[1]. При этом возможны следующие случаи.

1. Интерпретируемая кривая БКЗ совмещается с какой-либо двухслойной палеточной кривой. Если интерпретируемая кривая БКЗ имеет значительную длину, можно заключить, что в этом случае проникновения раствора нет или оно очень велико. По модулю правой асимптоты или точки пересечения с кривой А найденной палеточной кривой БКЗ определяют УЭС пласта.

Признаком отсутствия проникновения раствора является также то, что интерпретируемая кривая БКЗ располагается выше предельной кривой для бесконечно большого диаметра проникновения фильтрата (двухслойной кривой БКЗ, модуль которой соответствует предельно большому УЭС зоны проникновения).

2. Интерпретируемая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных палеточных кривых; при этом с увеличением длины зонда кривая БКЗ пересекает палеточные кривые, переходя от кривых с меньшим модулем к кривым с большим модулем. Это является признаком наличия понижающего проникновения фильтрата в пласт.

3. То же, но с увеличением длины зонда кривая БКЗ переходит от кривых с большим модулем к кривым с меньшим модулем. Это является признаком наличия повышающего проникновения.

Сопоставление интерпретируемой кривой БКЗ с расчетными кривыми БКЗ при проникновении фильтрата в пласт производят путем подбора к интерпретируемой кривой БКЗ палеточной кривой из числа трехслойных кривых БКЗ. Для облегчения подбора следует заранее установить возможное значение (по показаниям малых градиент-зондов или по данным о пористости пласта) УЭС промежуточного слоя $\rho_{зп}/\rho_с$ (величины, близкой к относительному сопротивлению) и сопоставить фактическую кривую БКЗ с расчетными кривыми для выбранного $\rho_{зп}/\rho_с$ при различных $D/d_с$ и $\rho_п/\rho_с$. В результате определяют УЭС пласта и диаметр зоны проникновения.

Если фактический диаметр скважины не установлен (отсутствуют замеры каверномером), отклонение формы кривой БКЗ от двухслойной может быть связано не только с проникновением фильтрата, но и с тем, что принятый диаметр скважины отличается от истинного. Случай большого проникновения фильтрата можно отличить от случая значительного увеличения диаметра по форме кривой БКЗ [57].

Пласты конечной мощности. Для пластов конечной мощности (5—6 м и меньше) отсчитывают максимальные (пласт большого сопротивления) или минимальные (пласт малого сопротивления) сопротивления, строят экстремальную кривую зондирования, которую сопоставляют с палеточными кривыми ЭКЗ. Для сопоставления выбирают палетку с наиболее близкими $h/d_с$ и $\rho_{вм}\rho_с$. При сопоставлении левой ветви интерпретируемой кривой БКЗ с палеточными кривыми совмещают кресты кривой и палетки, а при сопоставлении с палеточными кривыми правой ветви интерпретируемой кривой зондирования совмещают точки учета их мощности.

В результате сопоставления возможны следующие варианты.

1. Интерпретируемая кривая БКЗ совпадает с палеточной кривой для какого-либо $\rho_п$. В этом случае можно сделать вывод, что проникновения фильтрата в пласт нет. По подобранной палеточной кривой находят УЭС пласта, пользуясь асимптотами кривых, проведенными на палетке справа.

2. Интерпретируемая кривая не совпадает с палеточной кривой. В этом случае подбирают палеточную кривую к крайней правой части интерпретируемой кривой (в пределах той ее части, которая не искажена влиянием соседних пластов). Затем по подобранной палеточной кривой находят УЭС пласта.

Несовпадение УЭС, определенных по правой и левой ветвям кривой, указывает на наличие проникновения. Если подобранная по правой части кривой зондирования палеточная кривая при малых $L/d_с$ проходит выше интерпретируемой, это означает, что проникновение понижающее, если ниже — повышающее.

В случае проникновения фильтрата интерпретация кривой зондирования производится с помощью палеток ЭКЗ-Т так же, как интерпретация кривой БКЗ при проникновении фильтрата [4].

При обработке материалов БКЗ против пластов малой мощности часто приходится сталкиваться с экранирующим влиянием соседнего пласта большого сопротивления, расположенного со стороны удаленного электрода. С увеличением L это влияние сказывается на кривой ЭКЗ следующим образом: а) повышение показаний до максимальных при $L \leqslant 0{,}5\ h_э + h + h_{пр}$ ($h_э$ и $h_{пр}$ — мощности экранирующего пласта и прослоя, разделяющего его и исследуемый пласт); б) фактическая кривая ЭКЗ пересекает теоретическую кривую для одиночного пласта приблизительно при $L \approx h_э + h + h_{пр}$; в) при дальнейшем увеличении наблюдается резкое понижение показаний, снижение ЭКЗ.

Влияние, обусловленное экранирующим действием соседнего пласта, может быть учтено при обработке материалов БКЗ с помощью поправочных кривых палеток ПКЭ-$П_1$ и ПКЭ-$П_2$ [4]. При малых мощностях и малом сопротивлении экранирующего пласта его влиянием практически можно пренебречь.

УЭС какой-либо точки переходной зоны можно определить с помощью палетки БКЗ (для потенциал-зонда и кровельного градиент-зонда) или специальной палетки (для подошвенного градиент-зонда). При этом отсчет показаний для потенциал-зонда и кровельного градиент-зонда производится выше точки исследования соответственно на 0,5 L и L.

Погрешность определения УЭС по БКЗ. Погрешность определения УЭС по БКЗ, возникающая в результате неточного подбора палеточной кривой и погрешности в отсчете по ней сопротивления, не менее 10 %. Однако фактическая погрешность по ряду причин (например, несоответствие фактической кривой расчетной) значительно больше и, по-видимому, лежит в пределах 10—30 %.

Практически точное значение УЭС пласта по данным БКЗ нельзя определить (отличить от $\rho_п = \infty$) в случаях: а) мощных пластов, $\rho_п/\rho_с > 1000$; б) тонких пластов, $\rho_п/\rho_{вм} > 20$.

Боковой каротаж (табл. VI.8)

Трехэлектродный боковой каротаж (БК-3)

Зонд БК-3 имеет основной (центральный) электрод A_0, симметрично по отношению к которому расположены соединенные между собой удлиненные экранирующие электроды A_1 и A_2.

При измерении КС обеспечивается одинаковый потенциал всех электродов автоматическим регулированием силы тока i_0 через основной электрод или соединением между собой всех электродов. Измеряют потенциал ΔU экранирующих электродов в первом случае или отношение $\Delta U/i_0$ во втором. Распределение токовых линий зонда БК-3 в однородной среде показано на рис. VI.14, *а*.

[1] Уменьшение диаметра, обусловленное наличием глинистой корки, при обработке материалов БКЗ учитывать не следует.

Таблица VI.8

Зонды бокового каротажа

Зонд, обозначение	Параметры зонда			Характеристика	Назначение	Применение
	L, м	q	L_0, м			
Трехэлектродный зонд, БК-3	3,2	—	0,2	Показания в двухслойной среде близки к $\rho_п$. *Средний радиус исследования*	Расчленение разреза нефтяных и *газовых скважин; определение* УЭС	В аппаратуре ТБК, АБКТ, Э-1, Э-4
	3,4	—	0,02	Показания в двухслойной среде близки к $\rho_п$. Высокая расчленяющая способность, малый диаметр	Расчленение разреза угольных и рудных скважин; определение УЭС	В аппаратуре БКР-3
Семиэлектродный зонд:						
L_A 2q1,5	2	1,5	0,8	Показания в двухслойной среде равны $\rho_п$. Средний радиус исследования	Расчленение разреза нефтяных и газовых скважин; определение УЭС	В аппаратуре фирмы Шлюмберже, в аппаратуре ВНР
L_A 3q4	3	4	0,6	Большой радиус исследования	Определение УЭС	В аппаратуре БКС-1
Девятиэлектродный зонд:						
БК$_б$	7,3	5	0,6	Показания в двухслойной среде близки к $\rho_п$. Большой радиус исследования. Хорошая расчленяющая способность	Определение УЭС пласта в комплексе с зондом БК$_м$; расчленение разреза	В аппаратуре БКС-2
БК$_б$	3,4	—	0,6	То же	То же	
LLd	8,5	6	0,6	»	То же, в комплексе с зондом LLs	В аппаратуре БИК-2
БК$_м$	7,3	—	0,6	Малый радиус исследования. Хорошая расчленяющая способность	Определение УЭС зоны проникновения, расчленение разреза	В аппаратуре фирмы Шлюмберже Dual—Latero-log
LLs	8,5	—	0,6		То же	То же, что зонд БК$_б$
						То же, что зонд LLd

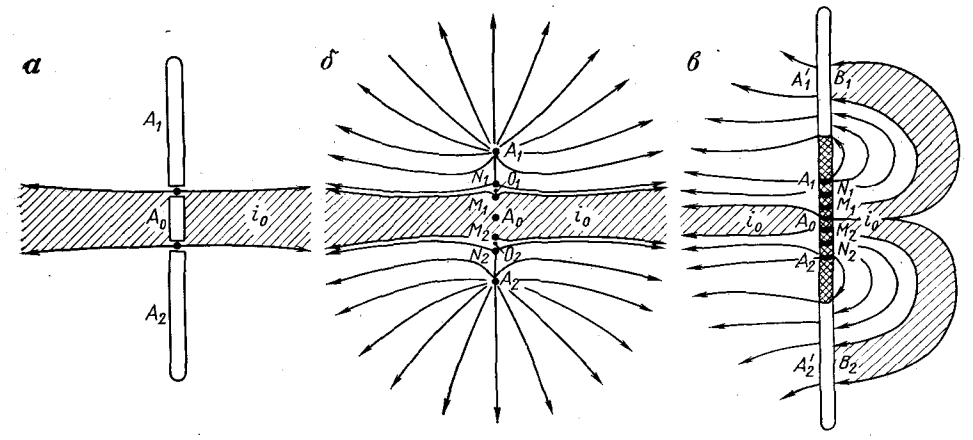


Рис. VI.14. Распределение токовых линий зондов БК в однородной среде.
Зонды: *а* — трехэлектродный; *б* — семиэлектродный, *в* — многоэлектродный. I_0 — токовый слой центрального электрода A_0

КС трехэлектродного зонда в случае двухслойной среды определяется приближенным выражением

$$\rho_к/\rho_с = 1 + (\rho_п/\rho_с - 1) \times \times \frac{\ln\left[\left(\sqrt{L_0^2 + d_с^2} + L_0\right)d_с\right]}{\ln(2L_0/d_з)};$$

при наличии зоны проникновения

$$\rho_к/\rho_с = 1 + (\rho_п/\rho_с - 1) \times \times \frac{\ln\left[\left(\sqrt{L_0^2 + d_с^2} + L_0\right)/d_с\right]}{\ln(2L_0/d_з)} + + (\rho_п/\rho_с - \rho_{зп}/\rho_с) \times \times \frac{\ln\left[\left(\sqrt{L_0^2 + D^2} + L_0\right)D\right]}{\ln(2L_0/d_з)},$$

где $d_з$ — диаметр зонда; D — диаметр зоны проникновения; L_0 — размер зонда.

При $\rho_п > 100\ \rho_с$ в случае понижающего проникновения точность приближенных формул недостаточна и КС рассчитывают методом интегральных уравнений [64]; широко применяется также сеточное моделирование [75], особенно в случае пластов конечной мощности.

На рис. VI.15—VI.17 показаны взаимосвязь отношений $\rho_п/\rho_с$, $\rho_к/\rho_п$ и $\rho_к/\rho_с$ для двухслойной и трехслойной сред и форма кривых КС для пластов конечной мощности при измерениях трехэлектродным зондом БК [75].

При определении УЭС пластов по данным БК-3 учитывают следующее.

1. В пласте неограниченной мощности при $\rho_с < \rho_п < 2000\ \rho_с$ КС меньше $\rho_п$; уменьшение КС тем *больше*, чем *больше* диаметр скважины (см. рис. VI.15).

2. Показания зонда БК-3 зависят от *наличия зоны проникновения* (см. рис. VI.16).

При повышающем проникновении радиус исследования зондом БК-3 невелик и показания зонда близки, а при $D > 8\ d_с$ практически равны сопротивлению зоны проникновения. При неглубоком понижа-

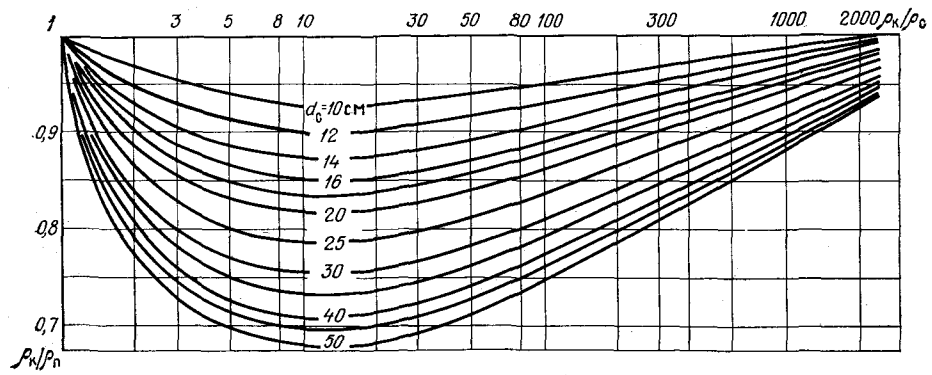


Рис. VI.15. Зависимость $\rho_к/\rho_с$ от $\rho_к/\rho_п$ для зонда БК-3. Двухслойная среда

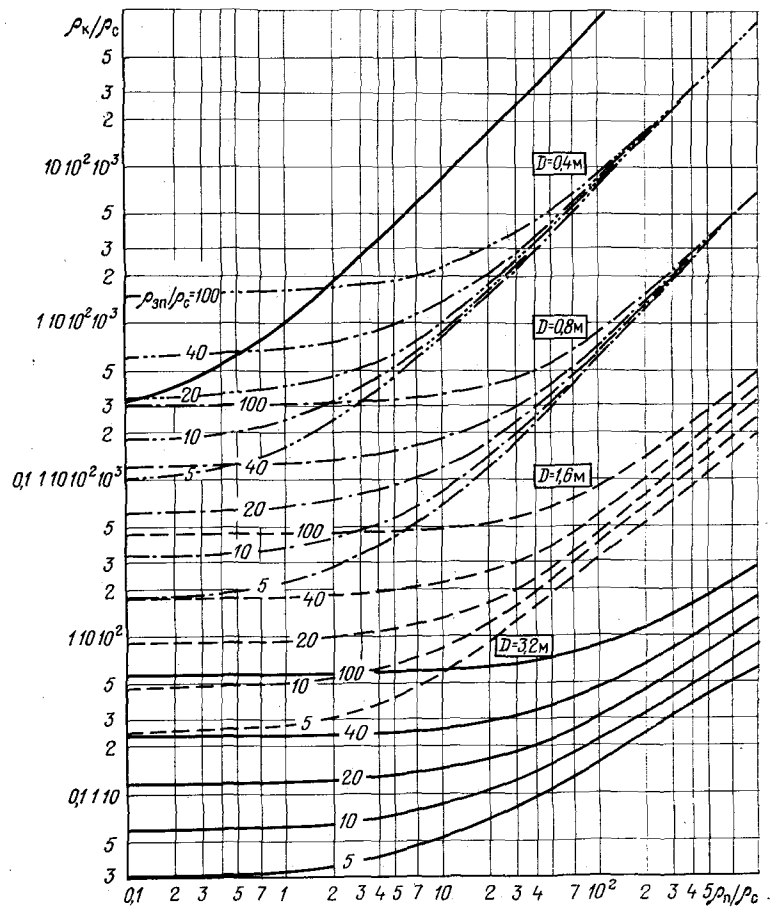


Рис. VI.16. Трехслойная палетка для БК-3, $d_с$=0,2 м

ющем проникновении ($D < 8\ d_с$) показания БК-3 в значительной степени определяются сопротивлением неизмененной части пласта.

3. При одинаковом УЭС подстилающих и покрывающих пород кривые КС против одиночных пластов высокого сопротивления симметричны относительно середины пласта. При перемещении зонда от удаленной точки к середине пласта последовательно имеем следующее (см. рис. VI.17, *а*):

а) пологий подъем кривой КС перед пластом и крутой после входа центрального электрода A_0 в пласт;

б) против середины пласта кривая достигает максимума, для тонких пластов ($h < 4\ d_с$) максимум имеет форму острой пики, для мощных пластов ($h > 16\ d_с$) он пологий с площадкой посередине; при мощности пласта, близкой к размеру зонда, против середины пласта отмечается пологий минимум;

в) при различном УЭС вмещающих пород симметрия нарушается — максимум кривой смещается в сторону вмещающей породы с более высоким УЭС;

г) в случае двух пластов высокого сопротивления, расположенных близко друг от друга, кривые КС против них отличаются тем, что их максимумы смещены в сторону разделяющего их прослоя;

д) кривые КС против пласта с проникновением фильтрата промывочной жидкости практически не отличаются от кривых КС в случае однородного пласта;

е) кривая КС против пачки пластов представляет собой чередование симметричных максимумов и минимумов (см. рис. VI.17, *б*).

4. Против пласта низкого сопротивления ($\rho_п < \rho_{вм}$) форма кривой имеет вид симметричного минимума. При этом ширина аномалии на половине ее высоты больше мощности пласта.

5. Границы пласта высокого сопротивления следует отбивать на подъеме (подошву) и на спаде (кровлю) кривой КС в точках с граничным значением кажущегося сопротивления $\rho_{к.гр}$. Зависимость граничного значения от сопротивления пласта и вмещающих пород показана на рис. VI.18 и с достаточной для практики точностью аппроксимируется выражением [45]

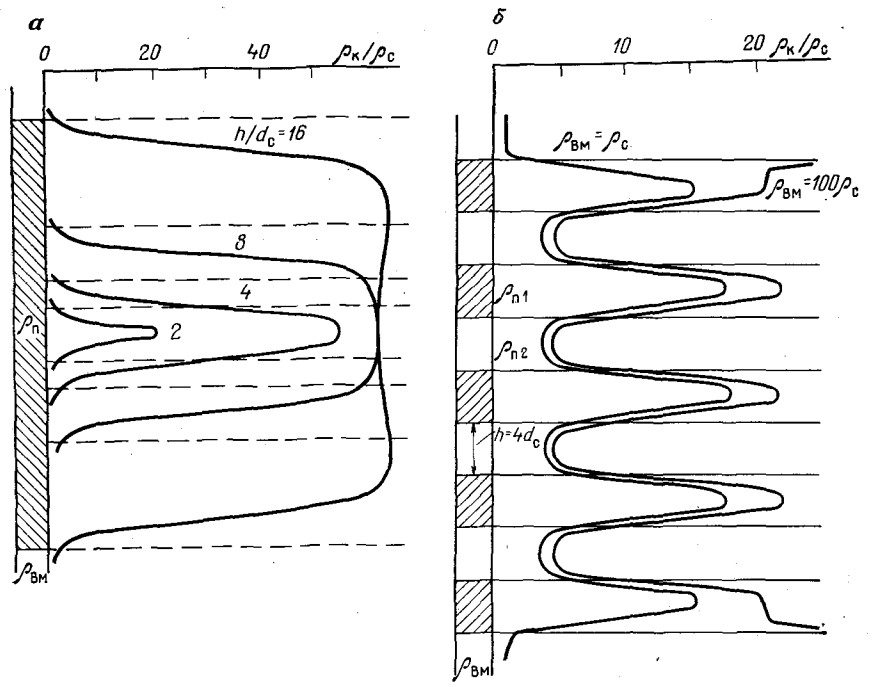


Рис. VI.17. Кривые КС трехэлектродного БК.
а — одиночный пласт, $\rho_п$=100 $\rho_с$, $\rho_{вм}=\rho_с$; *б* — пачка пластов $\rho_{п1}$=25$\rho_с$, $\rho_{п2}$=5$\rho_с$

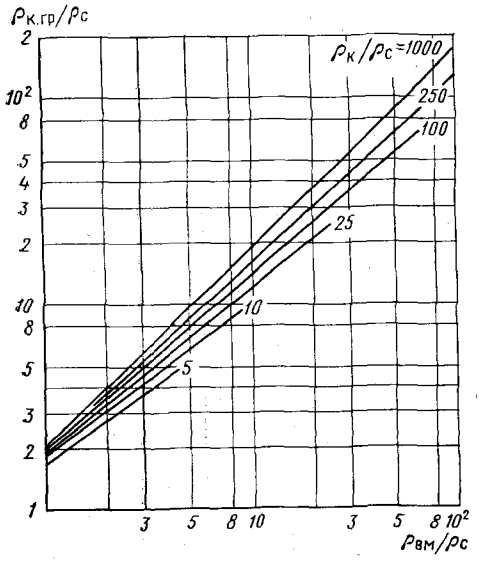


Рис. VI.18. Зависимость $\rho_{к.гр}/\rho_с$ от $\rho_{вм}/\rho_с$

$$(\rho_{к.гр}/\rho_{к.вм} = 2\rho_к/(\rho_к + \rho_{к.вм}),$$

где $\rho_к$ и $\rho_{к.вм}$ — значения КС против пласта и вмещающих пород.

6. Влияние вмещающих пород на показания зонда БК-3 невелико:

а) для пластов высокого сопротивления ($\rho_п > \rho_{вм}$) без проникновения и с повышающим проникновением при $h \geqslant 4\ d_с$ КС занижено по сравнению со значением для пласта неограниченной мощности на 20 % и менее; при понижающем проникновении влияние вмещающих пород велико;

б) для пластов низкого сопротивления ($\rho_п < \rho_{вм}$) влияние вмещающих пород незначительно.

Таблица VI.9

Существенные значения КС бокового каротажа

Условия	Существенное значение
Однородный пласт, $h \geqslant 16\ d_с$	Среднее сопротивление
Однородный пласт, $h < 16\ d_с$	Экстремальное сопротивление
Неоднородный пласт, пачка пластов	Продольное кажущееся сопротивление

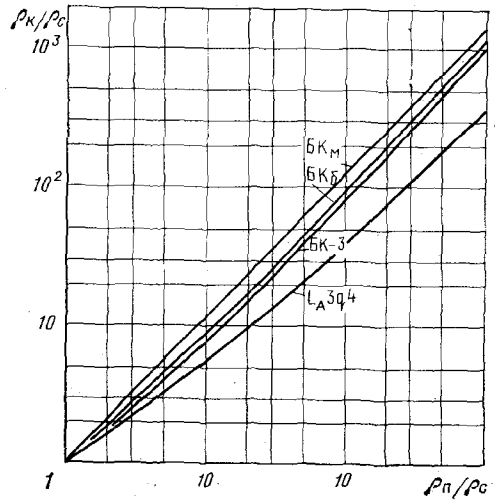


Рис. VI.19. Зависимость $\rho_к/\rho_с$ от $\rho_п/\rho_с$ в пласте неограниченной мощности для зондов БК, $d_с$=0,2. Обозначения зондов в соответствии с табл. VI.8

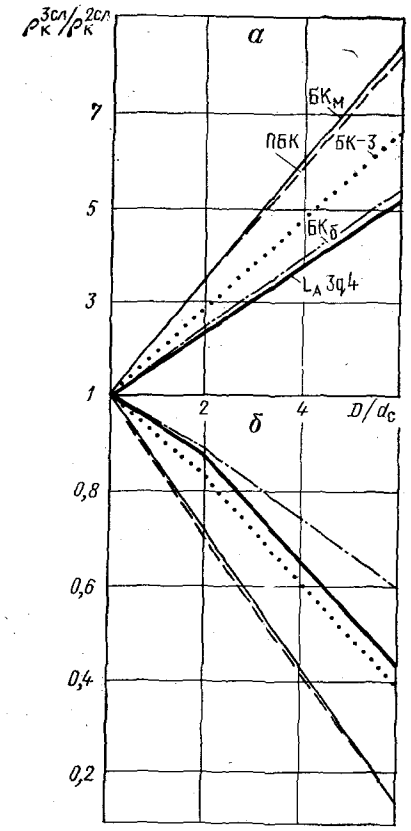


Рис. VI.20. *Влияние диаметра зоны проникновения* на показания БК против пласта бесконечной мощности.

а — $\rho_п$=100 $\rho_с$, $\rho_{зп}$=1000 $\rho_с$; *б* — $\rho_п$=1000 $\rho_с$, $\rho_{зп}$=100 $\rho_с$; $\rho_к^{2сл}$ — КС пласта без проникновения; $\rho_к^{3сл}$ — КС пласта с проникновением

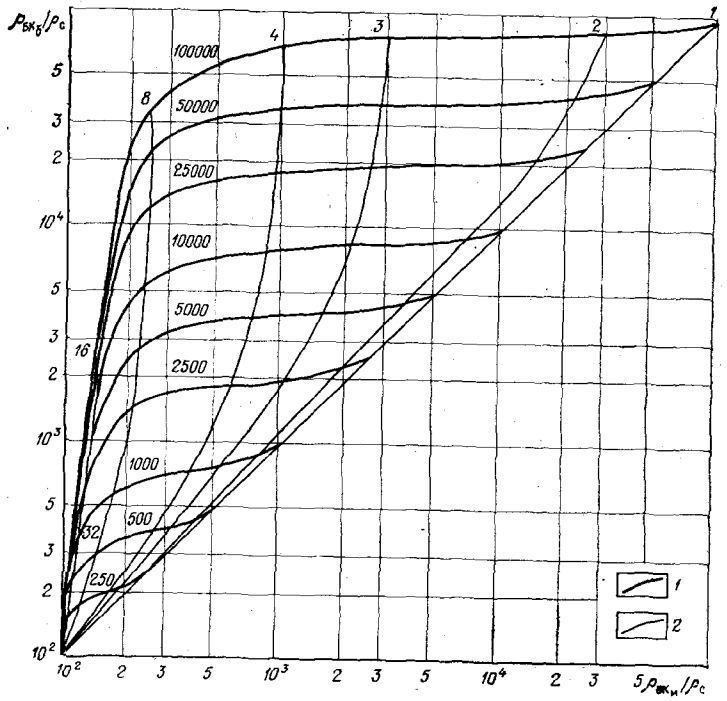


Рис. VI.21. Двухзондовая палетка БКС-2.

$h=\infty$; $\rho_{зп}$=100 $\rho_с$, $d_с$=0,2 м. Кривые с шифром: *1* — $\rho_п/\rho_с$, *2* — $D/d_с$

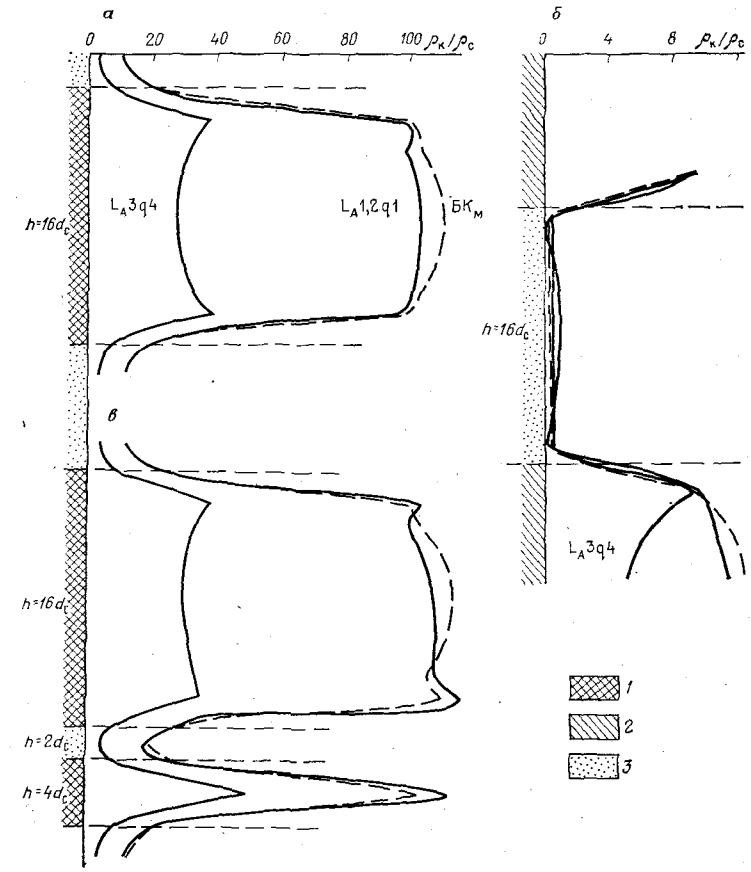


Рис. VI.22. Кривые КС многоэлектродных зондов БК с объемными электродами ($d_э$=0,1 м) против одиночных пластов высокого (*а*) и низкого (*б*) сопротивлений и пары пластов (*в*).

1 — $\rho_п$=100 $\rho_с$; *2* — $\rho_п$=10 $\rho_с$; *3* — $\rho_п$=$\rho_с$. Шифр кривых — обозначение зонда в соответствии с табл. VI.8

7. В зависимости от мощности пласта и степени его неоднородности против пластов отсчитывают существенные значения КС (табл. VI.9).

При выборе зонда БК-3 учитывают следующую зависимость его показаний от геометрии зонда.

1. С увеличением размера зонда L_0 возрастает фокусировка тока и радиус исследования зонда.

2. С уменьшением диаметра зонда $d_э$ возрастает влияние скважины; значение $d_э$ не берут менее 0,25 $d_с$.

3. Уменьшение длины центрального электрода L улучшает расчленяющую способность зонда и уменьшает влияние вмещающих пород на его показания, что повышает точность определения УЭС тонких пластов. Однако при $L < 0{,}3\ d_с$ резко ухудшается точность измерения.

4. Наличие изоляционного промежутка $l_э$ между электродами A_0 и $A_э$ приводит к уменьшению плотности тока I_0, в связи с чем его берут возможно меньшим.

Многоэлектродный боковой каротаж

Возможно применение многоэлектродных зондов БК с электродами малого размера (точечными), устанавливаемыми на каротажном кабеле [119]. На практике используются зонды с электродами цилиндрической формы (объемными) (см. рис. VI.14, *в*) [120].

Семиэлектродный зонд (см. рис. VI.14, *б*) имеет центральный электрод A_0 и три пары электродов, расположенных симметрично относительно него, M_1 и M_2, N_1 и N_2, A_1 и A_2; симметричные электроды соединены между собой. Электрод A_0 — основной, электроды A_1 и A_2 — экранирующие.

Силу тока через электрод A_0 сохраняют постоянной; силу тока через экранирующие

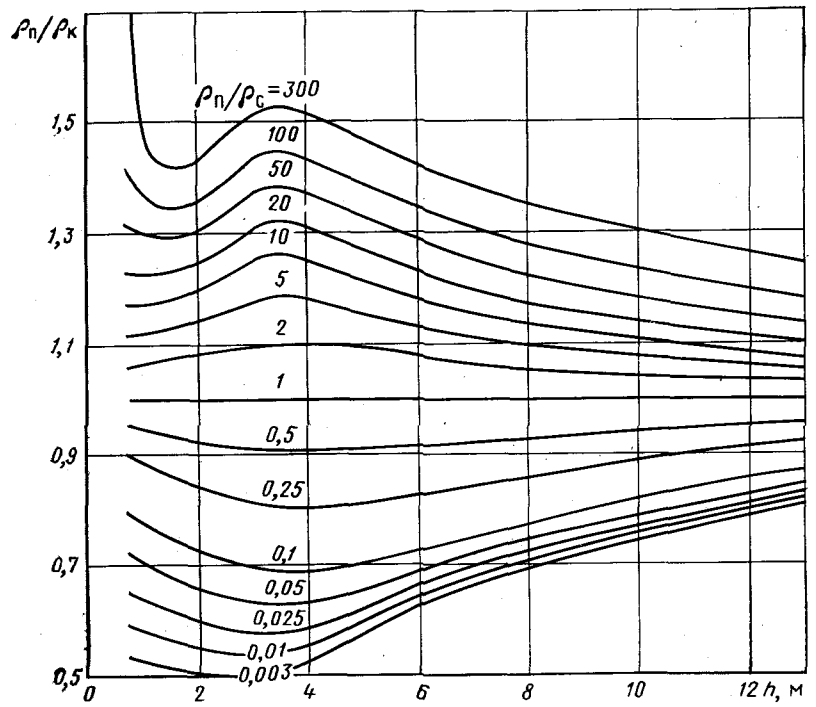


Рис. VI.23. Номограмма для учета влияния вмещающих пород на показания зонда БК-3 против пласта ограниченной мощности.
d_c=0,2 м

электроды поддерживают такой, чтобы разность потенциалов между электродами M_1 (M_2) и N_1 (N_2) была равна нулю. Измеряют разность потенциалов ΔU между измерительными электродами зонда и удаленным электродом N.

Основное достоинство многоэлектродных зондов по сравнению с трехэлектродным — возможность применять в них разные сочетания электродов и благодаря этому проводить измерения несколькими зондами БК с разным радиусом исследования (см. табл. VI.8).

При выборе зонда для уменьшения влияния зоны проникновения (увеличения радиуса исследования) берут зонды с коэффициентом фокусировки более 3 и большого размера (рис. VI.19). Для сохранения при этом хорошего разрешения по глубине применяют дополнительные экранные электроды A_1', A_2', одинаковой с основным полярности (см. рис. VI.14, *в*). Для увеличения влияния зоны проникновения (уменьшения радиуса исследования) применяют дополнительные электроды B_1, B_2 обратной полярности (девятиэлектродный псевдобоковой зонд, см. рис. VI.14, *в*). Для получения благоприятных результатов в двухслойной среде ($\rho_к$ близко к $\rho_п$) необходимо, чтобы коэффициент фокусировки зонда был около 1,5 (семиэлектродный зонд).

На рис. VI.20 и VI.21 показаны $\rho_к/\rho_c$ для многоэлектродных зондов БК против пластов бесконечно большой мощности, а на рис. VI.22 и VI.23 — влияние мощности пласта на величину КС и форму кривых КС, полученных этими зондами против пластов конечной мощности.

Для многоэлектродного БК характерно следующее.

1. Для многоэлектродных зондов БК, кроме семиэлектродного L 3q 4, КС близко к УЭС (см. рис. VI.20).

2. Радиус исследования многоэлектродного БК изменяется в широких пределах в зависимости от характера зоны проникновения и параметров зонда:

а) при понижающем проникновении радиус исследования семиэлектродных зондов с $q > 2$ и девятиэлектродных зондов типа $БК_б$ превышает радиус исследования зонда БК-3 и по их показаниям может определяться УЭС неизмененной части пласта. На показания псевдобоковых зондов основное влияние оказывает зона проникновения (см. рис. VI.20);

б) при повышающем проникновении многоэлектродные зонды БК имеют малый радиус исследования и их показания в

основном зависят от сопротивления зоны проникновения;

в) с уменьшением мощности пластов высокого сопротивления радиус исследования зондов уменьшается. При $h < 16\ d_c$ показания их зависят в основном от УЭС зоны проникновения и вмещающих пород. Для пластов низкого сопротивления понижающее проникновение ($\rho_п > \rho_{зп}$) оказывает незначительное влияние, если $h > 8\ d_c$.

3. Кривые КС против одиночных пластов, полученных многоэлектродными зондами БК, мало отличаются от кривых КС зонда БК-3 (см. рис. VI.17 и VI.22).

Если два пласта высокого сопротивления разделены прослоем низкого сопротивления мощностью меньше 2 d_c, то кривые БК против них отличаются от кривой, *соответствующей одиночному пласту*: максимум КС смещается в сторону соседнего пласта высокого сопротивления, если кривая зарегистрирована семиэлектродным зондом, и в противоположную сторону, если она зарегистрирована псевдобоковым зондом.

Кривая БК против пачки пластов представляет собой чередование максимумов и минимумов. Если мощность прослоев низкого сопротивления больше 2 d_c, то величина КС против них мало отличается от КС против таких же по мощности и сопротивлению одиночных пластов.

4. Границы пласта высокого сопротивления отбивают следующим образом: на кривой КС находят точки с наибольшим градиентом КС, обычно они располагаются примерно на половине высоты пики; отмечают границы пласта выше (со стороны кровли) и ниже (со стороны подошвы) на половину длины зонда L от найденных точек.

5. КС против пластов конечной мощности мало отличается (не более чем на 20 % при $h > 4\ d_c$) от КС против пласта бесконечной мощности с теми же электрическими параметрами (см. рис. VI.22 и VI.23). Исключением являются КС, полученные семиэлектродными зондами с $q > 1$; их показания существенно искажаются при мощности исследуемых пластов, меньшей 10 d_c (см. рис. VI.23, кривая L3q4).

6. Существенные значения КС для многоэлектродных зондов отсчитываются так же, как для зондов БК-3.

Применение БК

Основной областью применения БК являются разрезы, в которых наблюдается понижающее проникновение в пласты. Комплекс из двух многоэлектродных зондов ($БК_б$ и $БК_м$, при небольшой глубине проникновения дополненный зондом бокового микрокаротажа БМК) позволяет определить $\rho_п$ и $\rho_{зп}$. Даже показания одного зонда БК-3 при понижающем проникновении весьма полезны для оценки $\rho_п$, особенно если они дополнены БМК.

При повышающем проникновении применение БК ограничено. Задача определения $\rho_п$ с помощью БК не решается. Псевдобоковые зонды могут быть использованы для определения $\rho_{зп}$, а зонды с большим радиусом исследования — как дополнительные в комплексах с ИК для уточнения D.

БК следует применять в случаях, если $\rho_c < 0{,}5$ Ом·м, а также если разрез содержит большое число малопористых пластов с УЭС порядка нескольких сотен Ом·м. Эти условия характерны для разрезов, в которых преобладают карбонатные породы.

Обработка материалов БК

Обработка материалов БК включает следующие этапы: отбивку границ пластов, отсчет существенных значений КС и введение в них с помощью палеток БК поправок за влияние вмещающих пород, диаметра скважины и зоны проникновения [74, 75].

Границы пластов отбивают в соответствии с изложенной выше (см. рис. VI.18) методикой, учитывая при этом данные других методов ГИС. Существенные значения КС отсчитывают так, как указано в табл. VI.9. Показания нецентрированных псевдобоковых каротажных зондов исправляют за влияние эксцентриситета скважинного прибора с помощью специальной палетки, если $\rho_п > 100\ \rho_c$ и $d_c > 0{,}2$ м [74].

В существенные значения КС для зондов БК-3 вводят поправки за ограниченную мощность пласта и диаметр скважины с помощью номограмм, приведенных соответственно на рис. VI.23 и VI.15. Для других зондов БК поправочные кривые за d_c и мощность даны в [74]. При отсутствии признаков проникновения исправленные за влияние h и d_c показания зондов БК ($\rho_{БК\text{-}3}$, $\rho_{БК_б}$, $\rho_{БК_м}$) равны истинному УЭС пласта.

Дальнейшую обработку данных БК проводят исходя из имеющегося комплекса методов каротажа сопротивления.

В случае минерализованной промывочной жидкости ($\rho_c < 0{,}2$ Ом·м) применяют трехэлектродный БК-3 совместно с боковым микрокаротажем БМК и сопоставляют значения $\rho_{БК\text{-}3}$ и $\rho_{БМК}$. При $\rho_{БК\text{-}3} \sim \rho_{БМК}$ считают, что проникновение отсутствует и $\rho_{БК\text{-}3} = \rho_п$. При $\rho_{БК\text{-}3} \geqslant 1{,}3\ \rho_{БМК}$ (наличие зоны понижающего проникновения) принимают $\rho_{зп} = \rho_{БМК}$ и, задаваясь наиболее вероятной глубиной проникновения для данного разреза, определяют УЭС с помощью трехслойной палетки (см. рис. VI.16) [49, 75].

Таблица VI.10

Зонды бокового микрокаротажа

Зонд	Электроды	Условие регулировки тока	$\rho_к$	Радиус исследования, мм	Зонд-аналог	Минимальная, требующая учета, толщина глинистой корки, мм
Двухэлектродный зонд БМК	A_0, $A_э$	$U_{A_0}=U_{A_э}$	kU_A/i_0	100	Трехэлектродный зонд БК	10
Четырехэлектродный зонд БМК	A_0, M, $NA_э$	$U_M=U_N$	kU_M/i_0	100	Семиэлектродный зонд БК	10
Трехэлектродный зонд БМК (зонд каротажа ближней зоны)	A_0, M, $A_э$	$U_{A_0}=U_M$	kU_M/i_0	200	—	20

При пресной промывочной жидкости ($\rho_с > 0{,}2$ Ом·м) и повышающем проникновении в пласт ($\rho_{БК\text{-}3} < \rho_{БМК}$) комплекс БК-3 и БМК неэффективен. В этом случае БК-3 применяют для уточнения отбивки границ пластов и расчленения разреза при определении УЭС по БКЗ и ИК. Совместное применение данных БК и ИК особенно эффективно в разрезах с частым чередованием тонких пластов, где применение зондов БКЗ затруднено из-за экранирующего влияния соседних пластов.

При обработке данных многоэлектродного БК, сопоставляя величины $\rho_{БК_б}$, $\rho_{БК_м}$ и $\rho_{БМК}$, устанавливают наличие проникновения в пласт. Если $\rho_{БК_б} \sim \rho_{БК_м} \sim \rho_{БМК}$, то проникновение отсутствует. Если $\rho_{БМК} \leqslant \rho_{БК_м} < \rho_{БК_б}$ (понижающее проникновение в пласт), принимают $\rho_{зп} = \rho_{БМК}$ и с помощью двухзондовых трехслойных палеток (см. рис. VI.21, [74]) определяют УЭС.

Если скважина заполнена пресной промывочной жидкостью, комплекс многоэлектродных зондов БК применять нецелесообразно.

Боковой микрокаротаж

Боковой микрокаротаж БМК отличается от БК небольшими размерами зонда (табл. VI.10) и установкой его на электроизоляционном башмаке, прижимаемом к стенке скважины.

Распределение линий тока зондов БМК показано на рис. VI.24.

Практически применяется двухэлектродный зонд БМК, результаты измерений которым характеризуются следующим [70].

1. Глинистая корка и промывочная жидкость, находящиеся между башмаком микрозонда и исследуемой горной породой (промежуточный слой), оказывают влияние на КС, измеренное микрозондом. При толщине промежуточного слоя $h_{сл} < 10$ мм КС мало отличается от УЭС пласта (или промытой зоны в случае проникновения в пласт). С ростом $h_{сл}$ показания уменьшаются тем больше, чем больше от-

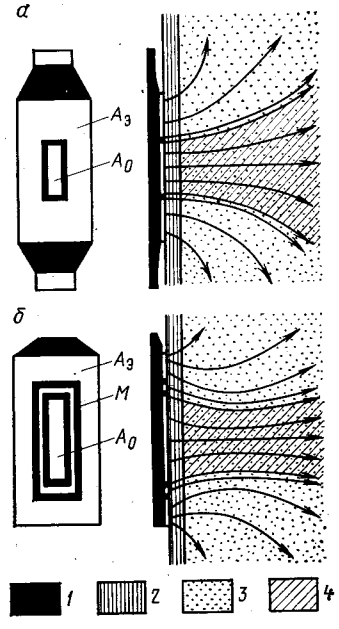


Рис. VI.24. Зонды БМК:

а — двухэлектродный, *б* — трехэлектродный (зонд каротажа ближней зоны). *1* — башмак микрозонда; *2* — глинистая корка; *3* — порода; *4* — пучок силовых линий центрального элтр

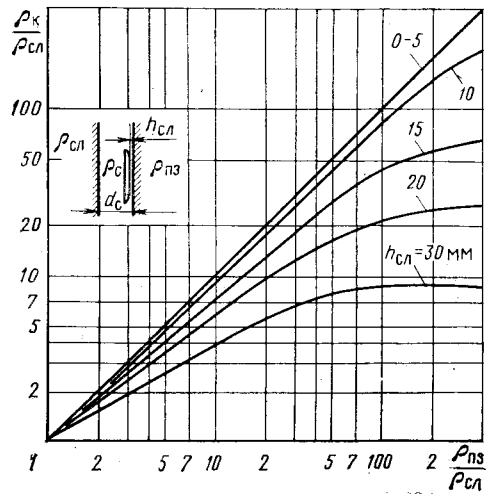


Рис. VI.25. Палетка БМК для двухэлектродного микрозонда

ношение $\rho_{пз}/\rho_{сл}$. Количественная оценка $\rho_{пз}$ возможна при следующих значениях $h_{сл}$ и $\rho_{пз}/\rho_{сл}$:

$h_{сл}$, мм	10	15	20	30
$\rho_{пз}/\rho_{сл}$	1—1500	1—250	1—100	1—30

2. На показания БМК основное влияние оказывают породы, находящиеся на небольшом расстоянии от стенки скважины (до 10 см). Это обстоятельство позволяет применять зонд для определения УЭС промытой зоны $\rho_{пз}$ проницаемых пластов.

3. При мощности пласта больше 20 см КС соответствует его значению при неограниченной мощности пласта. Против более тонких пластов большого сопротивления показания БМК уменьшаются, пласты мощностью меньше 5 см не отмечаются.

4. На результаты БМК оказывает влияние контактное сопротивление электродов; при $\rho_{пз}/\rho_с > 5$ оно приводит к снижению показаний. Влияние контактного сопротивления необходимо учитывать при $\rho_с < 0{,}2$ Ом·м.

Для перехода от КС, измеренного двухэлектродным зондом БМК, к удельному сопротивлению $\rho_{пз}$ промытой зоны пласта применяют палетки, полученные электролитическим моделированием [70] (рис. VI.25). Необходимые для интерпретации данных БМК толщину $h_{сл}$ и УЭС промежуточного слоя определяют по результатам измерения диаметра скважины $d_с$ микрокаверномером [$h_{сл} = (d - d_с)/2$] и УЭС фильтрата промывочной жидкости $\rho_ф$ с учетом температуры пласта (см. главу I).

Данные зонда БМК интерпретируют совместно с показаниями других микрозондов, имеющих различную глубину исследования, например градиент-микрозонда.

С использованием БМК решаются следующие задачи: 1) определение УЭС промытой зоны $\rho_{пз}$; 2) выделение проницаемых пластов по $\rho_{пз}$ и его граничным значениям для коллекторов разного типа, а также по наличию глинистой корки, отмечаемой микрокаверномером; 3) оценка мощности пластов, выделение плотных прослоев в проницаемых пластах; 4) оценка пористости по $\rho_{пз}$.

В отличие от обычных микрозондов, на показания БМК мало влияет минерализация промывочной жидкости. Поэтому основное применение БМК — исследование скважин, заполненных промывочной жидкостью высокой минерализации.

Микрокаротаж обычными зондами (МК)

Из-за глинистой корки, неровностей стенки скважины и несоответствия кривизны поверхностей башмака микрозонда и стенки скважины между башмаком и пластом имеется промежуточный слой, в результате влияния которого КС, измеряемое микрозондом, отличается от УЭС прилегающей к скважине части пласта [58,69]. Соотношение между этими сопротивлениями устанавливается электролитическим моделированием.

Для оценки УЭС прилегающей к скважине части пласта производят измерения двумя зондами с различными радиусами исследования. На рис. VI.26 дана палетка для градиент-микрозонда N0,025M0,025A и потенциал-микрозонда M0,05A.

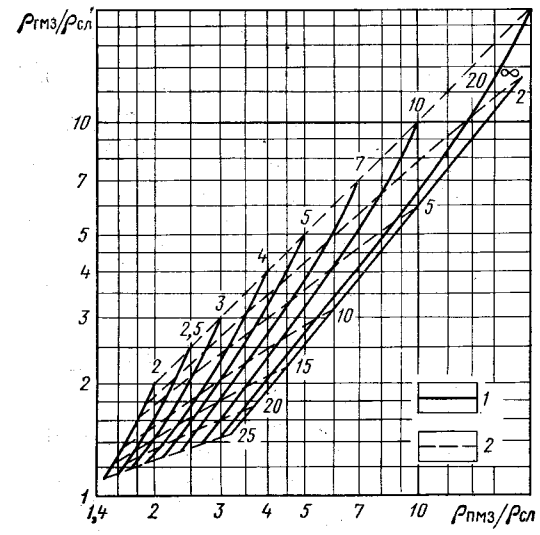


Рис. VI. 26. Палетка для микрозондов N0,025M0,025A (N — корпус скважинного прибора) и M0,05A.

$d_с$=0,2 м; $\rho_{пмз}$ и $\rho_{гмз}$ — КС, замеренное потенциал- и градиент-микрозондами.
Кривые с шифром: *1* — $\rho_{пз}/\rho_{сл}$; *2* — $h_{сл}$ в мм

Погрешность определения УЭС прилегающей к скважине части пласта по данным МЗ значительно превышает допустимые для количественной интерпретации (определения пористости и др.) пределы.

Результаты измерения потенциал- и градиент-микрозондами широко применяются для выделения коллекторов в разрезах скважин и определения их эффективной мощности.

Дивергентный каротаж

Дивергентный каротаж является разновидностью каротажа сопротивления многоэлектродными фокусированными зондами (см. табл. VI.1). При дивергентном каротаже регистрируют величину, пропорциональную сопротивлению, оказываемому средой радиальной составляющей (дивергенции) тока, вытекающего из скважины на участке между измерительными электродами (А. С. Кашик, 1969 г.).

Наиболее изучены пятиэлектродные зонды дивергентного каротажа, состоящие из трех измерительных (M_1, N, M_2) и двух токовых (A_1, A_2) электродов (см. рис. VI.1). Токовые и измерительные электроды расположены симметрично по обе стороны от электрода N и попарно соединены между собой, причем $MN \approx 0{,}1\,AN$. Сила тока регулируется так, чтобы разность разностей (вторая разность) потенциалов между электродами M_1N и NM_2 оставалась постоянной. Регистрируется пропорциональное потенциалу электрода N отношение КС и УЭС промывочной жидкости. Коэффициент зонда зависит не только от геометрии зонда, но и от диаметра скважины, что является недостатком метода. С увеличением размера зонда A_1A_2 растет глубинность исследования и влияние вмещающих пород на его показания.

Зонды дивергентного каротажа по радиальной характеристике равноценны многоэлектродным зондам БК, но уступают последним по вертикальной характеристике и имеют неудовлетворительную разрешающую способность по УЭС (зона неоднозначной зависимости $\rho_к$ от $\rho_н$ в области $\rho_н \leqslant 250\,\rho_с$). Поэтому эти зонды не получили практического применения.

§ 20. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Электромагнитный каротаж (табл. VI.11) основан на измерении элементов электромагнитного поля и предназначен для определения электрических свойств пород (проводимости, диэлектрической проницаемости). В электромагнитном каротаже применяют следующие понятия и определения.

З о н д — установка, содержащая несколько катушек индуктивности, закрепленных на одном изоляционном стержне.

Г е н е р а т о р н а я к а т у ш к а — катушка зонда, предназначенная для возбуждения электромагнитного поля.

И з м е р и т е л ь н а я к а т у ш к а — катушка, предназначенная для измерения напряженности поля.

Индукционный каротаж

Основные данные

Индукционный каротаж ИК основан на измерении в стволе скважины напряженности переменного магнитного поля, создаваемого вихревыми токами, возбужденными в породах генераторными катушками зонда ИК, и предназначен для определения электропроводности (проводимости) пород (см. табл. VI.11). В индукционном каротаже приняты следующие понятия и определения.

Д в у х к а т у ш е ч н ы й и н д у к ц и о н н ы й з о н д — зонд, состоящий из одной генераторной и одной измерительной катушек.

Ф о к у с и р у ю щ и й и н д у к ц и о н н ы й з о н д — зонд, содержащий главные и фокусирующие катушки.

Г л а в н ы е к а т у ш к и и н д у к ц и о н н о г о з о н д а — генераторная и измерительная катушки индуктивности с наибольшим числом витков соответственно из числа генераторных и измерительных катушек зонда.

Ф о к у с и р у ю щ а я к а т у ш к а и н д у к ц и о н н о г о з о н д а — вспомогательная катушка, включаемая в цепь главной генераторной или измерительной катушки с целью фокусировки электромагнитного поля, производимой для снижения влияния скважины, зоны проникновения и вмещающих пород на результаты ИК.

В н у т р е н н я я ф о к у с и р о в к а — фокусировка, осуществляемая внутренними фокусирующими катушками, расположенными между главными катушками зонда.

В н е ш н я я ф о к у с и р о в к а — фокусировка, осуществляемая внешними фокусирующими катушками.

Д л и н а з о н д а ИК — расстояние между главными генераторной и измерительной катушками зонда.

Т о ч к а з а п и с и и н д у к ц и о н н о г о з о н д а — середина между главными катушками.

Принцип измерения в индукционном каротаже двухкатушечным зондом показан на рис. VI.27. Под действием поля генераторной катушки в окружающей проводящей среде возбуждаются вихревые токи, которые создают на оси скважины вторичное поле $H_в$ (рис. VI.28), наводящее в измерительной катушке э. д. с. $E_в$, которая возрастает с увеличением удельной проводимости окружающей среды σ [55, 84]. Вихревые токи взаимодействуют друг с другом. При большой проводимости среды и большой частоте поля взаимодействие

Таблица VI.11

Методы электромагнитного каротажа

Метод	Измеряемая величина	Основная характеристика	Назначение	Применение
Индукционный каротаж ИК	Кажущаяся удельная проводимость	Зонд состоит из генераторных и измерительных катушек, оси которых направлены вдоль зонда. Генераторные катушки включены в цепь генератора, измерительные — в измерительный канал аппаратуры ИК. Регистрируют сумму э. д. с., наведенных в измерительных катушках. Суперпозиция полей, создаваемых генераторными катушками, и суммирование э. д. с., наведенных в измерительных катушках, обеспечивают снижение влияний скважины, зоны проникновения и вмещающих пород на результаты ИК. Обычно при ИК измеряют модуль э. д. с. либо ее активную составляющую	Расчленение разреза на пласты и определение их продольной удельной проводимости (УП)	Рекомендуется для скважин, где обычные зонды не дают удовлетворительных результатов: скважины с промывочной жидкостью высокого сопротивления или на неводной основе, при низкоомных пластах, при неоднородных пластах, осложненных экранирующими пропластками высокого сопротивления. Наиболее эффективен в комплексе с БК
Индукционный каротаж поперечной проводимости	Кажущаяся поперечная проводимость	Зонд ИК для измерения поперечной электрической проводимости отличается от зонда обычного ИК тем, что оси всех катушек лежат в горизонтальных плоскостях. Регистрируют активную компоненту э. д. с., наведенную в измерительной катушке магнитным полем токов, индуцированных в окружающей среде, а также полем поверхностных зарядов, возникающих на границах сред с различной удельной проводимостью, и объемных зарядов, возникающих в анизотропной среде. Для ослабления влияния скважины и зоны проникновения применяют трехкатушечный зонд с компенсацией э. д. с. прямого поля третьей (фокусирующей) катушкой, включенной в генераторную либо измерительную цепь	Расчленение разреза на пласты и определение их поперечной УП	Применяется в опытном порядке для исследования низкоомных анизотропных пород в комплексе с обычным ИК. Благоприятные условия применения: скважина с пресной промывочной жидкостью ($\rho_с > 0{,}3$ Ом·м), окружающие пласты достаточно большой мощности ($h > 3$ м) либо мощные пачки, в которых чередуются пропластки различного УЭС мощностью, в 8—10 раз меньшей длины зонда

Продолжение табл. VI 11

Метод	Измеряемая величина	Основная характеристика	Назначение	Применение
Электромагнитный каротаж по затуханию ЭМКз	Кажущаяся продольная проводимость	Зонд состоит из трех катушек: одной генераторной и двух измерительных. Оси измерительных катушек и ось скважины образуют угол 45°. Генераторная катушка питается током частотой 400 кГц. Регистрируется отношение э. д. с. в измерительных катушках, созданных горизонтальными составляющими напряженности магнитного поля	Определение УЭС	
Диэлектрический каротаж [31] — индуктивный (ИДК) и волновой (ВДК)	Разность вертикальных компонент (амплитуды) напряженности магнитного поля в двух точках в долях напряженности квазистационарного магнитного поля в воздухе $\lvert H_{z1} - H_{z2} \rvert$ (ИДК), разность фаз $\Delta\varphi$ (ВДК) и (*или*) отношение разности $\lvert H_{z1} - H_{z2} \rvert$ к вертикальной компоненте в одной из точек H_z (ВДК)	Зонд состоит из двух измерительных (генераторных) и одной генераторной (измерительной) катушек. Генераторная катушка питается током высокой частоты (30 МГц и более), в связи с чем измеряемый сигнал (э. д. с., наведенная в измерительных катушках) существенно зависит от диэлектрической проницаемости пород	Определение диэлектрической проницаемости ε, которая характеризует водосодержание породы (ε воды порядка 80, большинства минералов и нефти 2—13)	Для выделения коллекторов в карбонатном разрезе и мест прорыва пресных вод при законтурном заводнении при разработке нефтяных месторождений

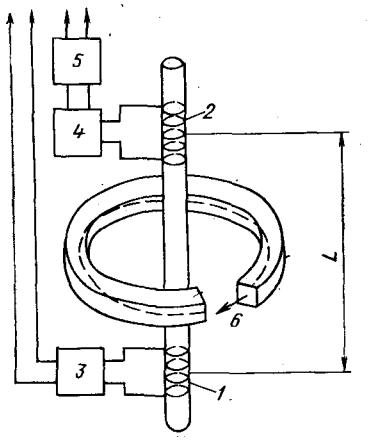


Рис. VI. 27. Принципиальная схема индукционного каротажа.

1 — генераторная катушка; *2* — измерительная катушка; *3* — генератор; *4* — усилитель; *5* —фазочувствительный элемент; *6* — направление токовых линий в кольце породы; *L* — длина зонда

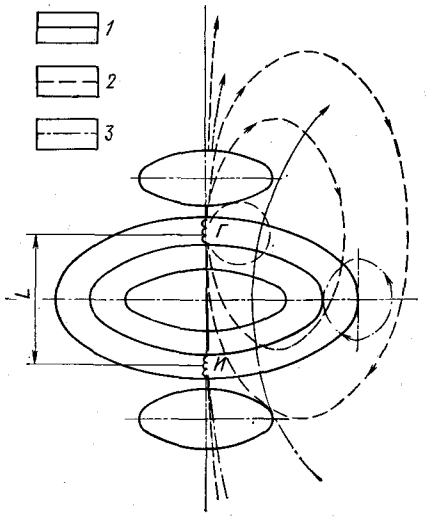


Рис. VI.28. Линии вихревых токов (*1*) и силовые линии первичного (*2*) и вторичного (*3*) магнитных полей, создаваемых зондом ИК.

Г и И — генераторная и измерительная катушки

вихревых токов (скин-эффект) приводит к нарушению линейной зависимости $E_в$ от σ.

В проводящей среде величина наведенной в измерительной катушке э. д. с. обусловлена только взаимной индуктивностью генераторной и измерительной катушек и называется э. д. с. прямого поля

Таблица VI.12

Зонды индукционного каротажа

Шифр зонда* (см. рис. VI. 29)	Длина зонда, м	Частота тока питания, кГц	Фокусировка	Геометрический фактор: Зонд на оси скважины	Геометрический фактор: Зонд на стенке скважины $d_с = 0{,}2$ м	Шифр аппаратуры, страна
4И1	1,0	20	Внутренняя	—0,0005	0,0005	ПИК-1М
6Ф1	1,0	50	Внутренняя и внешняя	—0,001	—0,0012	АИК-3, АИКМ
8И1,4	1,4	20	Внутренняя и односторонняя внешняя	+0,0002	0	АИК-4
7И0,7	0,7	20	Внутренняя и несимметричная внешняя	—0,0002	0,015	БИК-2
6Ф1М	1,0	20	Внутренняя и внешняя	—0,0001	0	БИК-2
4Ф1	1,0	70	Внутренняя	—0,0002	—0,0006	ВИК
4Ф1,1	1,1	1000	То же	—0,0002	0,0006	ВИК
6Э1	1,0	20	Внутренняя и внешняя	—0,0002	0,01	ЭЗ
6ФФ40	1,02	20	То же	—0,0002	0,01	США и Франция
4FV40	0,4	4 (или 8)	»	—	—	ВНР
4FV100	1,0	4 (или 8)	»	—	—	ВНР

* В шифре зонда первая цифра — число катушек, последняя цифра — длина зонда в м (в зонде 6ФФ40 в дюймах, в 4FV40 и 4FV100 в см).

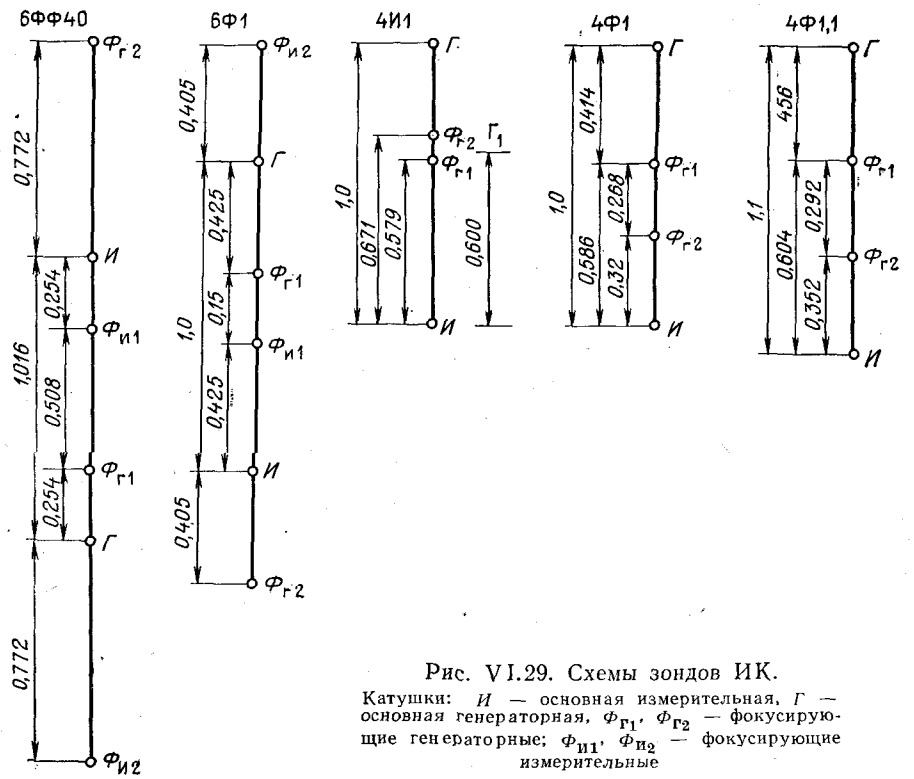


Рис. VI.29. Схемы зондов ИК.

Катушки: *И* — основная измерительная, *Г* — основная генераторная, $Ф_{г1}$, $Ф_{г2}$ — фокусирующие генераторные; $Ф_{и1}$, $Ф_{и2}$ — фокусирующие измерительные

E_0. Полная э. д. с. $E_п$, индуцированная в измерительной катушке, равна векторной сумме:

$$\overline{E}_п = \overline{E}_0 + \overline{E}_в = \overline{E}_0 + \overline{E}_а + \overline{E}_р,$$

где $\overline{E}_а$ — активная составляющая вектора $\overline{E}_в$, находящаяся в фазе с током в генераторной катушке; $\overline{E}_р$ — реактивная составляющая, отстающая от активной составляющей по фазе на 90°.

В индукционном каротаже применяют многокатушечные фокусирующие зонды (табл. VI.12, рис. VI.29), которые рассматриваются как совокупность двухкатушечных зондов, образованных всеми парами генераторных и измерительных катушек зонда [84]. Регистрируемая э. д. с. фокусирующего зонда

$$\overline{E} = \sum_{j=1}^{n} \sum_{k=1}^{m} \overline{E}_{jk},$$

где $E_{jк}$ — э. д. с., индуцированная в j-й измерительной катушке вторичным полем, обусловленным k-й генераторной катушкой; n и m — соответственно числа измерительных и генераторных катушек в зонде.

Зависимость э. д. с. $E_в$ и ее активной составляющей от проводимости σ исследуемой среды определяется обобщенным параметром

$$П = \alpha L = \sqrt{\omega\mu\sigma/2}\, L,$$

где L — длина зонда; $\alpha = \sqrt{\omega\mu\sigma/2}$ — коэффициент поглощения; ω — частота поля, создаваемого генераторной катушкой; μ — магнитная восприимчивость.

При $П \to 0$ справедлива приближенная теория ИК, не учитывающая скин-эффекта. Согласно этой теории $E_а$ равна сумме э. д. с., обусловленных токами, протекающими по элементарным кольцам, на которые разбивается все окружающее зонд пространство. Измеряемая при этом кажущаяся проводимость $\sigma_к$ определяется суммой вкладов в эту величину всех кольцевых участков исследуемой среды:

$$\sigma_к = \sum_{i=1}^{s} \sigma_i G_i,$$

где σ_i — удельная проводимость i-го кольцевого участка; s — число кольцевых участков; G_i — его геометрический фактор, определяемый только размерами кольцевого участка и его положением относительно катушек зонда [84],

$$G_i = \int\int_V \frac{L}{2} \frac{r^3}{r_1^3 r_2^3}\, dV = \int_{r_1}^{r_2}\int_{z_1}^{z_2} \frac{L}{2} \frac{r^3}{r_1^3 r_2^3}\, dr\, dz;$$

r — радиус элементарного кольца; r_1 и r_2 — расстояния от кольца соответственно до центров генераторной и измерительной катушек; V — область, занимаемая i-м

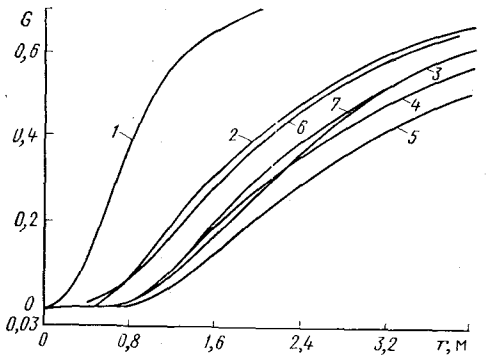


Рис. VI.30. Радиальные характеристики зондов ИК без учета скин-эффекта:

1 — двухкатушечного, 2 — 6Ф1, 3 — 6ФФ40, 4 — 6Э1, 5—8И1,4, 6—4И1, 7—4Ф1

кольцевым участком; z — расстояние от середины зонда до измерительной катушки.

Геометрические факторы нормированы таким образом, что для неограниченной среды при $П \to 0$ величина $G = 1$. Зависимость геометрического фактора цилиндрической области, неограниченной в осевом направлении, от ее радиуса (интегральная радиальная характеристика зонда) определяет чувствительность зонда ИК к различным цилиндрическим слоям, коаксиальным зонду (рис. VI.30). Зависимость геометрического фактора горизонтального слоя, перпендикулярного к оси зонда и неограниченного в радиальном направлении, от его мощности (вертикальная интегральная характеристика зонда) характеризует чувствительность зонда ИК к горизонтальным слоям, расположенным на различном расстоянии z от середины зонда (рис. VI.31).

При $П > 0$ геометрический фактор зависит от α и L, для неограниченной среды он меньше единицы [79]:

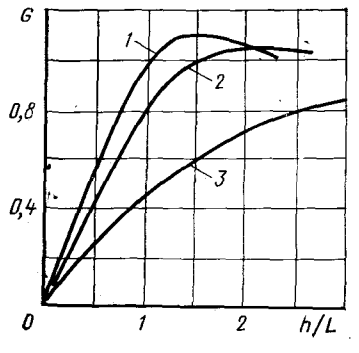


Рис. VI.31. Вертикальные характеристики зондов ИК:

1 — 6Ф1, 2 — 6ФФ40, 3 — двухкатушечный с L=1 м

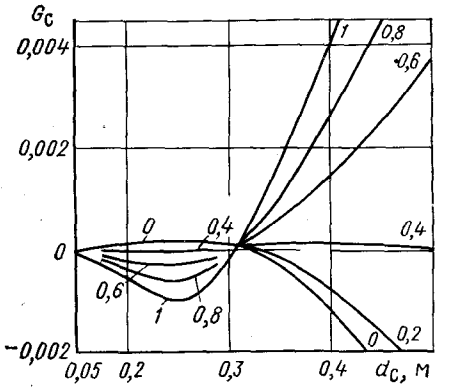


Рис. VI.32. Геометрический фактор скважины для зонда *8И1,4*.

Шифр кривых — $2a/d_c$, a — расстояние между осями зонда и скважины

$$G_i = \int_{r_1}^{r_2}\int_{z_1}^{z_2} \frac{L}{2} \frac{r^3}{r_1^3 r_2^3}\, e^{-\alpha R_1} [(1+\alpha r_1)\cos \alpha r_1 + \alpha r_1 \sin \alpha r_1]\, dr\, dz.$$

В индукционном каротаже расчет кажущейся проводимости и поля на оси скважины осуществлен для некоторых простых моделей пласта методом разделения переменных, для сложных — методом конечных разностей и интегральных уравнений. Для расчета палеток применяется в основном приближенная теория, пренебрегающая скин-эффектом во внутренней области и учитывающая его во внешней [55].

Влияние скважины на показания ИК определяется соответствующим ей геометрическим фактором и УЭС промывочной жидкости. Значение геометрического фактора скважины при расположении зонда на ее оси или эксцентрично может быть оценено по рис. VI.32; геометрический фактор скважины уменьшается с увеличением длины зонда, увеличением степени фокусировки и с приближением зонда к стенке скважины (см. табл. VI.12). Фактор тем меньше, чем больше проводимость пород. Поправка за влияние скважины получается как взятое с обратным знаком произведение геометрического фактора скважины на проводимость заполняющей ее жидкости.

Влияние зоны проникновения на результаты ИК понижается с увеличением длины зонда и степени его фокусировки. При применении фокусирующих зондов повышающее проникновение несущественно влияет на величину $\sigma_к$, в то время как понижающее проникновение при $D > (3 \div 4)\, d_c$ заметно завышает $\sigma_к$ и тем больше, чем выше отношение $\rho_п/\rho_{зп}$. Поправка за влияние зоны проникновения с достаточной точностью определяется произведением геометрического

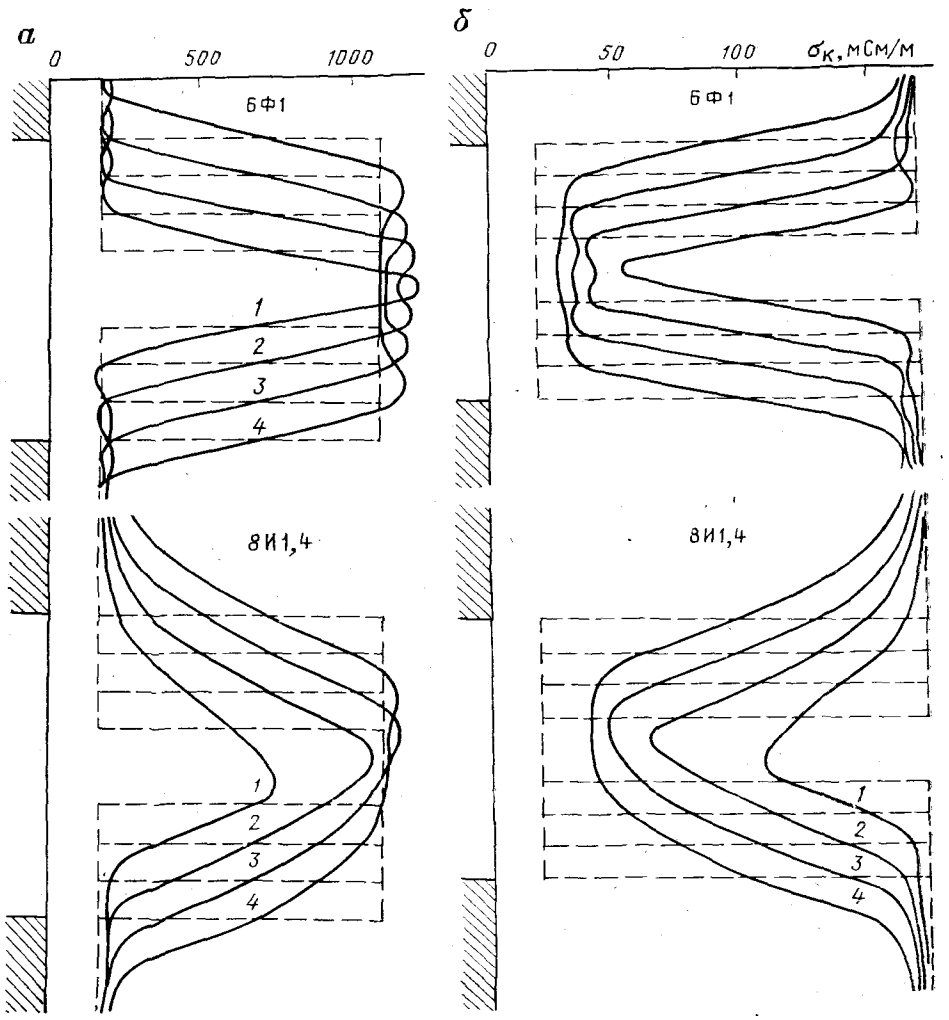


Рис. VI.33. Кривые кажущейся проводимости индукционных зондов 6Ф1 и 8И1,4 против пластов низкого (*а*) и большого (*б*) сопротивлений

фактора зоны $G_{зп}$ на ее проводимость. Величина $G_{зп}$ оценивается по интегральной радиальной характеристике зонда ИК (см. рис. V 30).

Влияние вмещающих пород на показания ИК тем больше, чем меньше их УЭС, чем больше длина зонда по сравнению с мощностью пласта и чем выше частота поля. Благодаря небольшому вкладу вмещающих пород высокого сопротивления в измеренную $\sigma_к$ на диаграммах ИК особенно четко выделяются проводящие прослои, залегающие в породах большого сопротивления. При тонком переслаивании пластов измеренная КУП определяется средневзвешенным по мощности прослоев значением их удельной проводимости. Плохо проводящие прослои, оказывающие очень большое экранирующее влияние на кривые КС обычных зондов, не искажают показания ИК и легко поддаются учету.

Обработка материалов ИК

Существуют два варианта интерпретации данных ИК: пластовый, при котором восстановление истинных значений осуществляется *для заранее выделенных по* кривой ИК пластов, и точечный (непрерывный), при котором кривая кажущейся удельной проводимости (КУП) преобразуется в кривую истинной удельной проводимости без предварительного выделения пластов.

В пластовом варианте интерпретации основными этапами обработки данных ИК являются: выделение пластов, отбивка

Таблица VI.13

Порядок интерпретации данных ИК

Цель операции	Способ осуществления	Примечание
	Пластовая интерпретация с помощью палеток	
Исключение влияния скважины	С помощью палетки (см. рис. VI.30 и VI.32) определяют геометрические факторы скважины $G_с$ и находят поправки за ее влияние для пласта и вмещающих пород $\Delta\sigma_с = G_с\sigma_с$, где $G_с$ — проводимость промывочной жидкости. Из КУП пласта $\sigma_к$ и вмещающих пород $\sigma_{к.вм}$ вычитают $\Delta\sigma_с$	—
Учет влияния скин-эффекта	От исправленных за влияние скважины КУП с помощью поправочных кривых (рис. VI.34) переходят к КС ($\rho_к$ и $\rho_{к.вм}$)	Поправочные кривые построены для однородной среды
Учет влияния конечной мощности пласта	Используя поправочные кривые (рис. VI.35) с шифром $\rho_{вм} \approx \rho_{к.вм}$, определяют КС, приведенное к условиям неограниченной мощности пласта	При большой разнице $\rho_п$ и $\rho_{зп}$ и глубокой зоне проникновения способ неточен
Учет влияния зоны проникновения. Определение УЭС	При диаметре зоны проникновения менее $6d_с$ КС, полученное на предыдущем этапе, принимают за УЭС. При известных $\rho_{зп}$ и D переход от КС к УЭС осуществляется с помощью палеток ИК [49]; для зонда 6Ф1 можно использовать палетку, показанную на рис. VI.36. При отсутствии данных о $\rho_{зп}$ и D выполняют комплексную интерпретацию данных ИК и других зондов	—
	Пластовая интерпретация с использованием геометрических факторов	
Исключение влияния скважины	Из КУП пласта $\sigma_к$ вычитается вклад скважины, определяемый ее КУП и геометрическим фактором $G_с$: $\sigma'_к = \sigma_к - G_с\sigma_с$. Геометрический фактор $G_с$ определяют по формуле (VI.3) или по палеткам рис. VI.32	—
Исключение влияния вмещающих пород	Из значения $\sigma'_к$ вычитается вклад вмещающих пород, определяемый произведением их КУП на геометрический фактор $G_{вм}$, являющийся функцией $\sigma_{вм}$: $\sigma''_к = \sigma'_к - G_{вм}\sigma_{вм}$. Геометрический фактор берется из таблиц, вычисленных по формуле (VI.4) [3]	Поправка приближенная. Погрешность значительна при $0{,}01 > \sigma_{вм}/\sigma_п > 100$

Продолжение табл. VI.13

Цель операции	Способ осуществления	Примечание
Исключение влияния зоны проникновения. Определение УП	При $D/d_c \leqslant 2$ УП пласта определяется по формуле $$\sigma_п = \sigma_к''/G_п. \quad (VI.40)$$ При известных D и $\sigma_{зп}$ из $\sigma_к''$ исключается вклад зоны проникновения: $$\sigma_п = \frac{\sigma_к'' - \sigma_{зп}G_{зп}}{G_п}. \quad (VI.41)$$ Величины $G_{зп}$ и $G_п$ определяются из таблиц геометрических факторов [3] с учетом $\sigma_{зп}$ и $\sigma_п$ при заданных h, d_c, D. Для определения $G_п$ по последним двум формулам (VI.40) и (VI.41) проводится ряд итераций. Первое приближение получают подстановкой $G_п$ ($\sigma_п \to 0$) в (VI.40) и (VI.41)	

их границ, отсчет существенных значений КУП, учет влияния скважины, вмещающих пород и зоны проникновения, учет влияния скин-эффекта и определение истинной УП пласта.

Отбивка границ пласта по данным ИК производится в точках, соответствующих серединам склонов аномалии кривой КУП против пласта (рис. VI.33). Существенное значение КУП определяется как средневзвешенное на интервале пласта, уменьшенного на половину длины зонда со стороны кровли и подошвы. При мощности пласта, меньшей длины зонда или равной ей, берется экстремальное значение.

Пластовый вариант определения УЭС по данным ИК состоит из операций, перечисленных в табл. VI.13.

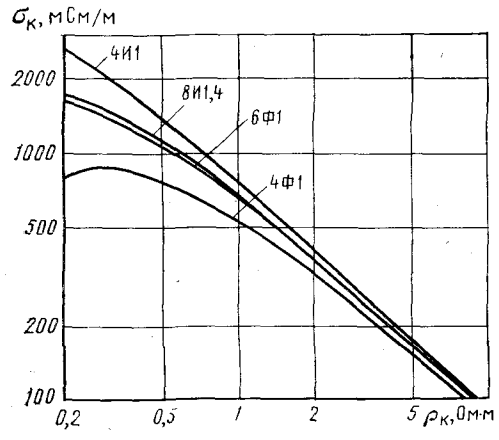


Рис. VI.34. Палетка для исправления показаний ИК за скин-эффект

Непрерывный вариант интерпретации заключается в оптимальной обратной фильтрации кривой ИК, при которой в каждой точке кривой ИК устраняется влияние

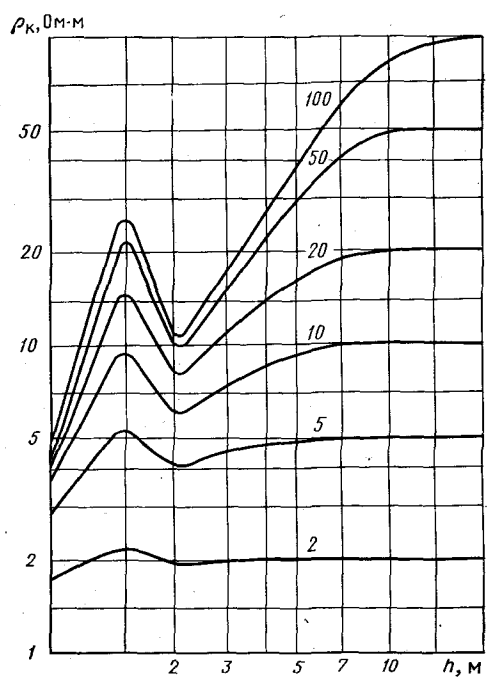


Рис. VI.35. Палетка для исправления показаний зонда 6Ф1 за влияние мощности пласта при $\rho_{вм}=1$ Ом·м.

Шифр кривых — $\rho_к^\infty$ (кажущееся сопротивление при неограниченной мощности пласта)

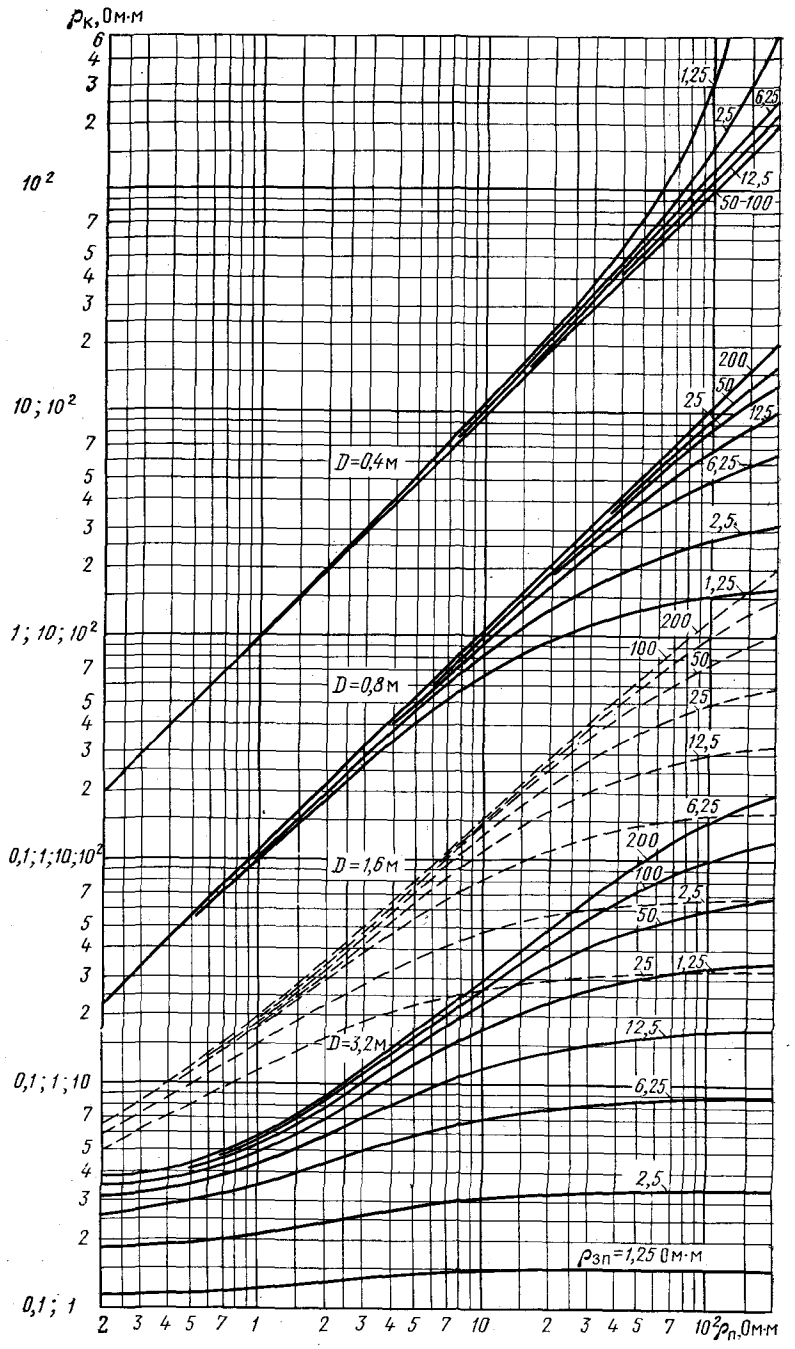


Рис. VI.36. Палетка ИК для зонда 6Ф1.
$d_c=0,2$ м, $\rho_c=\infty$

вмещающих пород и вертикального усреднения и по всему интервалу измерения восстанавливается истинная непрерывная кривая проводимости пород. Оптимальная фильтрация осуществляется с помощью ЭВМ [49,84].

Применение ИК

Наилучшие результаты ИК дает при исследовании скважин, заполненных плохо проводящей жидкостью. При растворе сопротивлением менее 0,1 Ом·м и высоком

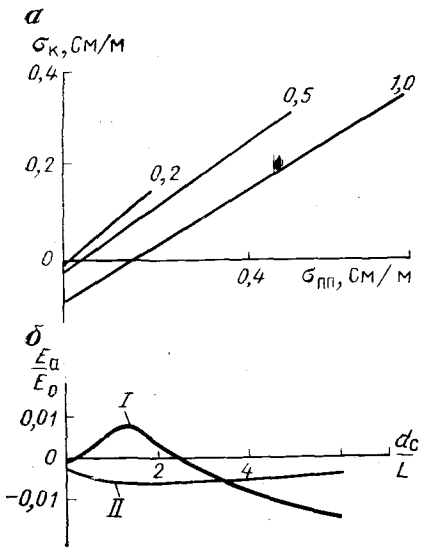


Рис. VI.37. Зависимости $\sigma_к$ от $\sigma_{пп}$ (*а*) и $E_а/E_о$ от d_c/L (*б*).
Цифр кривых: $\sigma_{пр}$ в См/м (*а*) и $I-\sigma_{пр}/\sigma_с<1$, $II-\sigma_{пр}/\sigma_с>1$ (*б*)

УЭС пород применение ИК ограничено. С помощью ИК достаточно точно разделяются породы сопротивлением до 50 Ом·м, хуже — сопротивлением 50—200 Ом·м; породы более высокого сопротивления на диаграммах ИК практически не расчленяются.

Применение ИК эффективно в разрезах, где кривые КС зондов электрического каротажа искажаются вследствие экранирования прослоями высокого УЭС.

Индукционный каротаж поперечной проводимости

Индукционный каротаж поперечной проводимости (ИКп) основан на измерении э. д. с., индуцируемой в измерительной катушке горизонтальной составляющей напряженности магнитного поля, создаваемого генераторной катушкой зонда, ось которой параллельна оси измерительной катушки и направлена перпендикулярно к оси скважины. Для измерения кажущейся поперечной проводимости применяют трехкатушечный зонд. Активная компонента наводимой в измерительной катушке двухкатушечного зонда э. д. с. зависит от поперечной $\sigma_{пп}$ и продольной $\sigma_{пр}$ проводимостей (рис. VI.37, *а*). Для определения $\sigma_{пп}$ необходимо комплексирование данных ИКп и обычного ИК.

Радиальная характеристика зонда ИКп описывается зависимостью активной компоненты измеряемой э. д. с. от относительного диаметра скважины d_c/L при фикси-

Таблица VI.14

Зонды диэлектрического каротажа

Название зонда	Обозначение зонда	Длина, м
Трехкатушечный ВДК	$И_2 0{,}25 И_1 0{,}75 Г_1$	0,87
	$И_2 0{,}3 И_1 0{,}7 Г_1$	0,85
	$И_2 0{,}25 И_1 0{,}75 Г_1$	0,87
Трехкатушечный ИДК [7, 18]	$И_1 0{,}82 Г_1 0{,}19 Г_2$	0,92
	$И_1 0{,}81 Г_1, 0{,}22 Г_2 И_1$	0,92
Четырехкатушечный	$Г_1 0{,}08 И_1 0{,}04 И_2 0{,}08\ Г_2$	0,1

Продолжение табл. VI. 14

Название зонда	Измеряемый параметр	Частота, МГц	Применение
Трехкатушечный ВДК	cos Δφ	43	В аппаратуре АДК-1, СССР
	sin Δφ/2	43	В аппаратуре ВДК, СССР
	sin Δφ/2; $\lvert(H_{z1}-H_{z2})\rvert/\lvert H_{z1}\rvert$: $\lvert H_{z1}\rvert/\lvert H_{z2}\rvert$	43	
Трехкатушечный ИДК [7, 18]	$\lvert H_{z1}-H_{z2}\rvert$	28	В аппаратуре ИДК, СССР
	То же	30	В аппаратуре фирмы Техсако, США
Четырехкатушечный	То же	$(1\div3)\cdot10^3$	В аппаратуре фирмы Шлюмберже, США

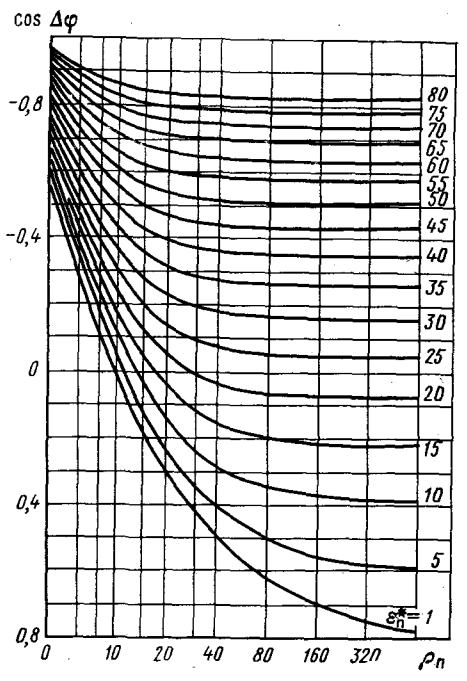


Рис. VI.38. Палетка для определения диэлектрической проницаемости промывочной жидкости $\varepsilon^*_п$ в отн. ед. по результатам измерения cos Δφ зондом $И_1 0{,}25 И_1 0{,}75 Г_1$ при частоте тока 43 МГц

рованных значениях проводимости промывочной жидкости и $\sigma_{пр}$ и $\sigma_{пп}$ анизотропной среды, окружающей скважину (рис. VI.37, *б*). Эта зависимость отличается от имеющей место при возбуждении и регистрации поля вертикальными катушками, когда $\sigma_{пр}/\sigma_с>1$ и $\sigma_{пр}/\sigma_с<1$, что обусловлено дополнительным воздействием магнитного поля поверхностных зарядов, возникающих на стенке скважины.

Диэлектрический каротаж

Диэлектрический каротаж (ДК) основан на измерении амплитуды и (или) фазы высокочастотного магнитного поля, возбужденного генераторной катушкой зонда ДК [7, 27] (см. табл. VI,11), и предназначен для изучения диэлектрической проницаемости пород в разрезе скважины. Для ДК обязательно условие

$$\omega\varepsilon\rho \geqslant 0{,}2,$$

где ω — круговая частота тока.

В ДК применяют зонды, оси катушек которых направлены вдоль оси зондов (табл. VI.14). Наиболее широко используют трехкатушечные зонды.

База зонда ДК — расстояние между парными генераторными $Г_1$ и $Г_2$ или измерительными $И_1$ и $И_2$ катушками.

Длина зонда ДК — расстояние между генераторной (или измерительной) катушкой и серединой базы зонда (точкой записи); в двухкатушечном зонде —

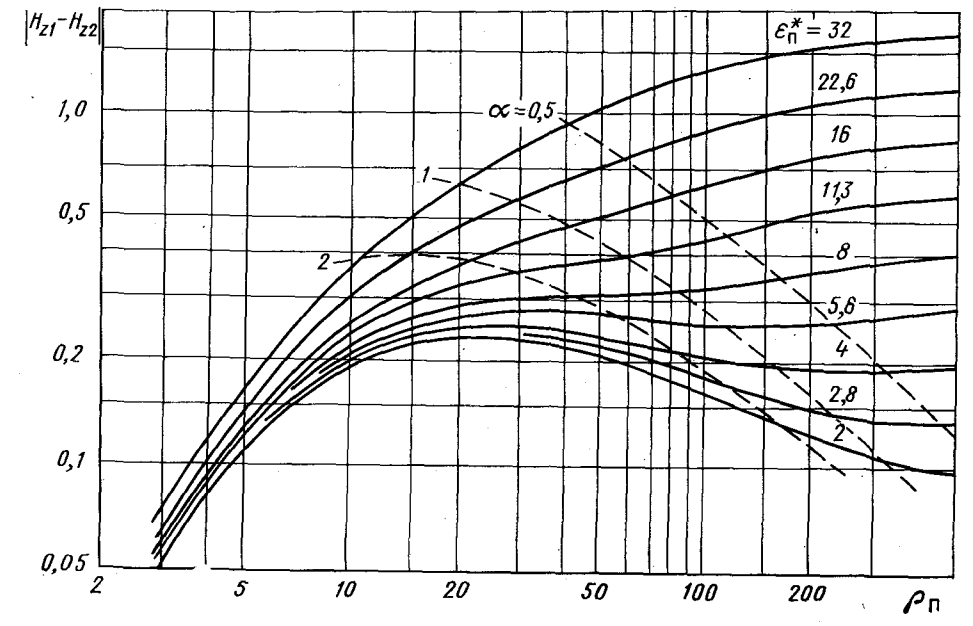


Рис. VI.39. Палетка для ИДК.
Двухслойная среда, $d_c=0{,}2$ м, $\rho_c=1$ Ом·м, $\varepsilon_c=80$ отн. ед. Зонд $И_1\ 0{,}82 Г_2\ 0{,}19 Г_1$, частота тока 28 МГц, α — отношение величин тока проводимости и смещения

Таблица VI.15

Влияние параметров среды на результаты ДК

Параметры	Характер влияния	
	на ВДК	на ИДК
УЭС пласта	Значения $\Delta\varphi$ и $\lvert(H_{z1}-H_{z2})\rvert/\lvert H_{z1}\rvert$ увеличиваются при уменьшении УЭС пласта (рис. VI.38). При $\omega\varepsilon\rho > 1{,}1$ [31] $\Delta\varphi = \left(\omega\sqrt{\varepsilon_{\text{п}}^*}/c\right)\Delta z$, где Δz — база зонда в м; $\varepsilon_{\text{п}}^*$ — диэлектрическая проницаемость промывочной жидкости в $c=3\cdot10^8$ м/с	Влияние УЭС на $\lvert H_{z_1}-H_{z_2}\rvert$ больше, чем на $\Delta\varphi$ (рис. VI.39)
УЭС и диаметр скважины	Влиянием скважины можно пренебречь, если длина зонда $L\geqslant 2$—$3\ d_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{с}}>0{,}5$ Ом·м	То же, при $\rho_{\text{с}}>1$ Ом·м. При уменьшении $\rho_{\text{с}}$ и увеличении $d_{\text{с}}$ $\lvert H_{z_1}-H_{z_2}\rvert$ резко уменьшается (рис. VI.40)
УЭС и диаметр зоны проникновения	В водоносном пласте при $\rho_{\text{зп}}>25$ Ом·м или $\rho_{\text{зп}}\geqslant\rho_{\text{п}}\geqslant 10$ Ом·м зона проникновения практически не влияет, в нефтегазоносном пласте — при $D<3\div4\ d_{\text{с}}$	То же при $\rho_{\text{зп}}>\rho_{\text{п}}\geqslant 30$ Ом·м
Мощность пласта	Влияние мощности пласта на $\Delta\varphi$ показано на рис. VI.41[1]. При $h\geqslant 4/\sqrt{\varepsilon_{\text{п}}^*}$ и $\rho_{\text{п}}>40$ Ом·м мощность влияет незначительно (меньше 10 %), при $h>2{,}4$ м влияние мощности незначительно во всех случаях	Влияние мощности на $\lvert H_{z1}-H_{z2}\rvert$ существенно больше, чем на $\Delta\varphi$ и $\lvert(H_{z1}-E_{z2})\rvert/\lvert H_{z1}\rvert$ (см. рис. VI.41)

[1] Длина зонда и частота тока в генераторной катушке (при $f > 10$ МГц) не оказывают существенного влияния на $\Delta\varphi$.

стояние между измерительной и генераторной катушками.

Различают две модификации ДК.

Волновой ДК (ВДК) основан на измерении разности фаз $\Delta\varphi$ напряженностей магнитного поля H_{z1} и H_{z2} в точках расположения парных измерительных $И_1$ и $И_2$ катушек зонда (или $\cos\Delta\varphi$, $\sin\Delta\varphi/2$). В комплексной аппаратуре ВДК дополнительно измеряют отношения $\lvert(H_{z1}-H_{z2}\rvert/\lvert H_{z1}\rvert$. Измерения производят при частоте тока 40—60 МГц.

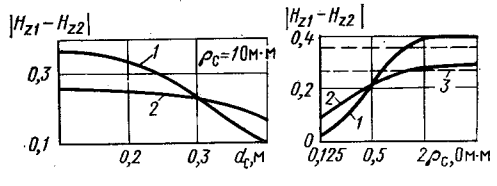


Рис. VI.40. Зависимость $\lvert H_{z1}-H_{z2}\rvert$ от диаметра скважины $d_{\text{с}}$ (*а*) и УЭС промывочной жидкости $\rho_{\text{с}}$ (*б*).

Зонд $И_2 0{,}2И_1 0{,}8\ Г_1$; $\varepsilon_{\text{с}}^*=80$ отн. ед., $\rho_{\text{п}}=20$ Ом·м, $\varepsilon_{\text{п}}^*=10$ отн. ед. Частота тока: *1* — 30 МГц, *2* — 15 МГц; *3* — значение $\lvert H_{z1}-H_{z2}\rvert$ в однородной среде с параметрами пласта

Индуктивный ДК (ИДК) основан на измерении амплитуды напряженности магнитного поля H_z или разности напряженностей $\lvert H_{z1}-H_{z2}\rvert$ в точках расположения измерительных катушек $И_1$ и $И_2$ либо в точке расположения измерительной катушки $И_1$ при парных генераторных катушках $Г_1$ и $Г_2$; измерения обычно производят при частоте тока в генераторной катушке 15—30 МГц.

Характеристика результатов ВДК и ИДК дана в табл. VI.15. Форма кривых ВДК и ИДК показана на рис. VI.41.

Наиболее широкое применение получил ВДК. Данные ВДК позволяют выделять пласты-коллекторы в разрезе скважин. Особенно надежно выделяются коллекторы в слабо глинистом карбонатном разрезе. При неглубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости и при бурении скважин с промывочной жикостью на нефтяной основе данные ВДК дают возможность оценить нефтегазоносность пластов и определить положение ВНК и ГВК.

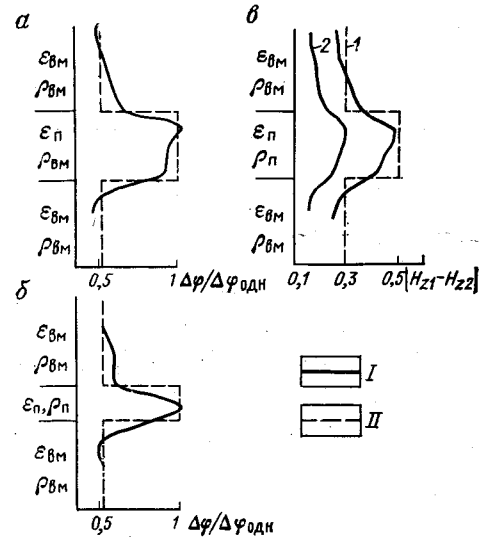


Рис VI.41. Кривые ВДК, полученные при частоте тока 60 МГц, и ИДК — при частоте тока 30 МГц.

Зонд $И_2 0{,}2И_1 0{,}8Г_1$; $\varepsilon_{\text{п}}^*=20$ отн. ед., $\rho_{\text{п}}=20$ Ом·м, $\varepsilon_{\text{вм}}^*=5$ отн.ед., $\rho_{\text{вм}}=50$ Ом·м.

а — ВДК, $h=1$ м; *б* — ВДК, $h=0{,}5$ м; *в* — ИДК, $h=1$ м

(*1* — $\rho_{\text{с}}=1$ Ом·м, *2* — $\rho_{\text{с}}=0{,}5$ Ом·м).

I — показания ДК, *II* — диэлектрическая проницаемость среды. $\Delta\varphi_{\text{одн}}$ — разность фаз в однородной среде $\cos\Delta\varphi_{\text{изм}}$

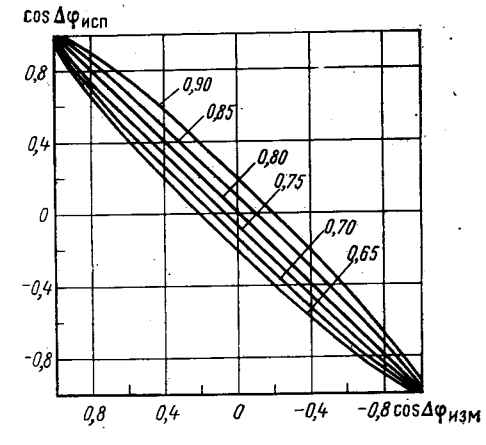


Рис. VI.42. Палетка для исправления измеренных значений за смещение нуля прибора.

Зонд $И_2 0{,}25\ И_1 0{,}75Г_1$, частота тока 43 МГц. Шифр кривых — сигнал в воздухе в единицах $\cos\Delta\varphi$

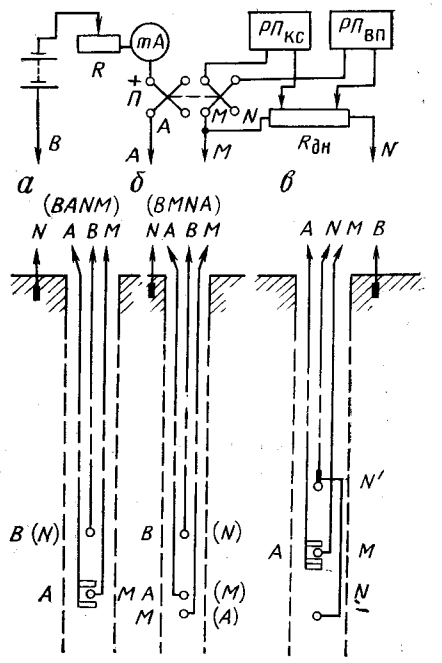


Рис. VI.43. Принципиальные схемы измерения вызванных потенциалов:

а — с разделенным электродом *A*, *б* — для измерения с помощью обычного зонда КС, *в* — для измерения градиента вызванных потенциалов. $РП_{КС}$ и $РП_{ВП}$, приборы, регистрирующие кривые КС и ВП, *mA* — миллиамперметр, *R* — реостат для регулирования силы тока питания; $R_{дн}$ — делитель напряжения, *П* — пульсатор. В скобках дан вариант для однополюсного зонда

Данные ВДК могут использоваться также для оценки глинистости пород.

Обработка материалов ДК состоит в выполнении операций, указанных в табл. VI.16.

§ 21. КАРОТАЖ ВЫЗВАННЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ

Принципиальные схемы измерения вызванных потенциалов (ВП) приведены в табл. VI.1 и на рис. VI.43.

Запись ВП в нефтяных скважинах производят дважды — при прямом и обратном направлениях тока питания, что позволяет исключать влияние ПС. Силу тока подбирают опытным путем (от 10 до 500 мА) так, чтобы получились оптимальные результаты.

В угольных и рудных скважинах применяют зонды, показанные на рис. VI.44, или зонды, служащие для записи кривой КС. Запись производят при полярности тока питания, обеспечивающей положительный потенциал электрода *A*. В этом

Таблица VI.16

Обработка данных ВДК

Операции	Способ осуществления
Отбивка границ пластов	*Подошва пласта отмечается в точке перехода кривой* ВДК от резкого изменения против подстилающих пород к плавному изменению против пласта (см. рис. VI.41), кровля — в точке перехода от плавного к резкому изменению против покрывающих пород
Определение существенных значений cos $\Delta\varphi_{изм}$	В пласте большой мощности ($h>4/\sqrt{\varepsilon^*_п}$ при $\varepsilon^*_{вм}>\varepsilon^*_п$) определяют среднее значение cos $\Delta\varphi$ (sin $\Delta\varphi/2$) в средней части пласта. В пласте малой мощности отсчитывают минимальное ($\varepsilon^*_{вм}>\varepsilon^*_п$) или максимальное ($\varepsilon^*_{вм}<\varepsilon^*_п$) значение
Исправление значений cos $\Delta\varphi_{изм}$ за уход нуля	С помощью палетки на рис. VI.42 по величине cos $\Delta\varphi_{изм}$ определяют cos $\Delta\varphi_{исп}$
Определение $\varepsilon^*_п$	Для пласта большой мощности значение $\varepsilon^*_п$ оценивают по данным cos $\Delta\varphi_{исп}$ и $\rho_п$ с помощью палетки на рис. VI.38. Величину $\rho_п$ определяют по данным ИК или БК. *Для маломощных пластов значение* $\varepsilon^*_п$ *определяют по* палеткам ЦГЭ Миннефтепрома

Примечание. $\Delta\varphi_{изм}$ — измеренные значения $\Delta\varphi$.

случае угольные пласты четко отмечаются увеличением потенциала ВП.

Одновременно с кривой ВП обычно записывают кривую КС (табл. VI.17). Для обеспечения возможности измерения ВП и КС при больших токах питания используют делители напряжения. При фотозаписи в измерительную цепь включают балластное сопротивление. Частота пульсатора устанавливается 10 Гц и выше. Скорость перемещения зонда при измерении ВП 600—1500 м/ч.

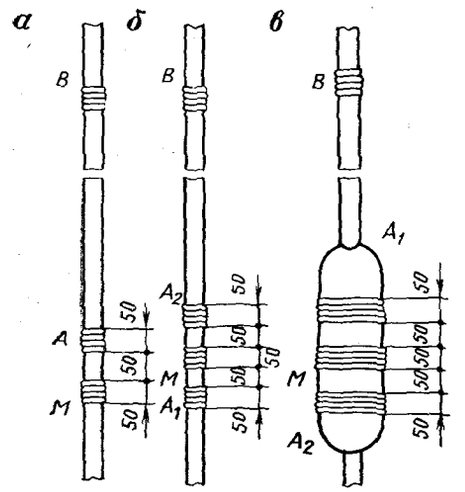


Рис. VI.44. Зонды для измерений вызванных потенциалов в угольных и рудных скважинах:

а — трехэлектродный, *б* — четырехэлектродный, *в* — четырехэлектродный для скважин большого диаметра. Размеры даны в мм

В рудных скважинах обычно применяют метод относительных вызванных потенциалов (ОВП), являющийся модификацией каротажа ВП. Схема измерения ОВП отличается от обычной схемы измерения ВП тем, что на полуавтоматическом регистраторе КС вместо движков потенциометра перемещается ползунок реостата, которым регулируется сила тока питания так, чтобы $\Delta U_{КС}$=const. Рекомендуется поддерживать

Таблица VI.17

Масштабы записи кривых ВП и сила тока питания

Скважины	Сила тока, мА	Масштаб записи, мВ/см	Назначение
Нефтяные и газовые	10—500	10—20	Оценка проницаемости пород
Углеразведочные	5—10	50	Выделение углей и оценка их зольности

силу тока такой, чтобы $\Delta U_{КС}$=2—3 В. Для измерения используют зонд, которым записываются кривые КС. Применяется для выделения в разрезе сульфидных и вкрапленных руд с электронной проводимостью

§ 22. КАРОТАЖ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Основные понятия

Самопроизвольная поляризация (ПС) — явление, заключающееся в самопроизвольном образовании в скважине и вблизи нее поля электрических токов.

Статическая диффузионная ПС (э. д. с. ПС) $E_{sд}$ — электродвижущая сила, под действием которой возникают токи ПС, соответствует разности потенциалов между промывочной жидкостью против пласта и промывочной жидкостью против вмещающих пород при условии, что в сечении скважины, соответствующем границе пласта, помещен изоляционный слой, препятствующий циркуляции токов ПС.

Псевдостатическая ПС ($E_{sгл}$) — э. д. с. ПС для песчаных и карбонатных пластов, содержащих глинистый материал (цемент), меньше э. д. с. ПС чистых пластов.

Токи ПС — токи, циркулирующие в скважине и вблизи нее, вызванные э. д. с. ПС.

Потенциал ПС — потенциал скважины, созданный токами ПС.

Кривая ПС — кривая, показывающая изменение потенциала ПС по оси скважины.

Отклонение кривой ПС (аномалия ПС) — изменение потенциала ПС против пласта и вблизи него.

Амплитуда отклонения кривой ПС (величина аномалии ПС) — разница в показаниях против средней части пласта и против вмещающих пород вдали от пласта.

Приведенная амплитуда отклонения кривой ПС — амплитуда отклонения кривой ПС, в которую внесена поправка за конечную мощность пласта; она равна э. д. с. ПС.

Минимум кривой ПС (отрицательная аномалия) — отклонение кривой ПС, при котором наблюдается уменьшение потенциала против пласта.

Максимум кривой ПС (положительная аномалия) — отклонение кривой ПС, при котором наблюдается увеличение потенциала против пласта.

Прямая ПС — кривая ПС, на которой наблюдается уменьшение потенциала против проницаемых пластов; обычно это имеет место, если минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости.

Обратная (перевернутая) ПС — кривая ПС, на которой наблюдается увеличение потенциала против проницаемых пластов; обычно это имеет место, если минерализация пластовой воды меньше минерализации промывочной жидкости.

Линия глин — линия, проведенная по участкам кривой ПС против глин с наибольшим потенциалом ПС.

Линия песков — линия, проведенная по участкам кривой ПС против мощных пластов чистых песков.

Образование ПС

Диффузионный потенциал $E_д$

Диффузионный потенциал $E_д$ возникает на границе водных растворов различной концентрации при диффузии солей из раствора большей в раствор меньшей концентрации вследствие различия в подвижности ионов.

1. На границе растворов одной и той же соли $E_д$ определяется формулой Нернста:

$$E_д = \frac{RT}{F}\frac{n_к v_к - n_a v_a}{n_к Z_к v_к + n_a Z_a v_a}\ln\frac{C_1}{C_2} = k_д \lg\frac{C_1}{C_2}, \qquad (VI.5)$$

где $k_д$ — коэффициент диффузионного потенциала в В; R=8,314 Дж/моль — универсальная газовая постоянная; F=96500 Кл/моль — число Фарадея; T — абсолютная температура — 273 К; $n_к$, n_a — число катионов и анионов, на которое диссоциирует молекула электролита (соли); $Z_к$ и Z_a — валентности, $v_к$, v_a — подвижности катиона и аниона; C_1, C_2 — концентрации растворов «1» и «2».

В общем случае:

$$k_д = \frac{2{,}3RT}{F}\frac{n_к v_к - n_a v_a}{n_к Z_к v_к + n_a Z_a v_a} = \frac{2{,}3RT}{F}(N_к - N_a), \qquad (VI.6)$$

где $N_к = \dfrac{n_к v_к}{n_к Z_к v_к + n_a Z_a v_a}$,

$$N_a = \frac{n_a v_a}{n_к Z_к v_к + n_a Z_a v_a}$$

соответственно числа переноса катионов и анионов, характеризующие доли электричества, переносимые катионами и анионами при диффузии.

Для одно-одновалентной соли

$$k_д = \frac{2{,}3RT}{F}\frac{v_к - v_a}{v_к + v_a}.$$

Значения $k_д$ при T=293 К для наиболее типичных солей пластовых вод и промывочных жидкостей следующие: NaCl—(—11,6); $NaHCO_3$—2,2; $CaCl_2$—(—19,7); $MgCl_2$—(—22,5); Na_2SO_4—5,0; KCl—0.4.

Таблица VI.18

Формулы для определения потенциала ПС

Формулы	Предельные значения	Примечание
$E_{да} = \frac{RT}{F}\left[\ln\frac{k_2}{k_1} + \frac{v_к - v_а}{v_к + v_а}\ln\frac{C_1\left(k_1 v_к + \frac{v_а}{k_1}\right)}{C_2\left(k_2 v_к + \frac{v_а}{k_2}\right)}\right]$, где $k_1 = \sqrt{1 + \left(\frac{q_п}{2C_1}\right)^2} - \frac{q_п}{2C_1}$; $k_2 = \sqrt{1 + \left(\frac{q_п}{2C_2}\right)^2} - \frac{q_п}{2C_2}$; $q_п$ — адсорбционная способность породы, определяемая количеством поглощенных катионов в 1 см³ объема пор; C_1 и C_2 — суммарные концентрации разделенных породой растворов	1. $E_{да} = \frac{RT}{F}\ln\frac{C_1}{C_2}$ (идеальная мембрана) при $q_п \to \infty$ 2. $E_{да} = E_д$ при $q_п = 0$	Получена в предположении, что $E_{да} = E_{ф1} + E_{ф2} + E_д$; $E_{ф1} + E_{ф2} = \frac{RT}{F}\ln\frac{k_2}{k_1}$; $E_д = \frac{RT}{F}\frac{v_к - v_а}{v_к + v_а}\ln\frac{C_1\left(k_1 v_к + \frac{v_а}{k_1}\right)}{C_2\left(k_2 v_к + \frac{v_а}{k_2}\right)}$, где $E_{ф1}$ и $E_{ф2}$ — граничные фазовые потенциалы $E_{да}$, возникающие на границах образца породы с растворами одной и той же соли
$E_{да} = \frac{RT}{F}\left(\alpha\frac{v_к - v_а}{v_к + v_а} + 1 - \alpha\right)\ln\frac{C_1}{C_2}$, где α и $1-\alpha$ — доли общей площади контакта раствора C_1 или C_2 с раствором, заполняющим образец; α соответствует контакту свободного раствора в порах, а $1-\alpha$ — контакту двойного слоя	1. $E_{да} = E_д$ при $\alpha = 0$, т. е. $h \ll r$, где h — толщина двойного слоя 2. То же, что (VI 7) при $h \approx r$	Получена в предположении $E_{да} = E^{гр}_{да1} + E^{гр}_{да2}$, $E^{гр} = \alpha E_д + (1-\alpha)E^{пред}_{да}$, где $E^{гр}_{да1}$ и $E^{гр}_{да2}$ — значения э. д. с. на границах образца породы

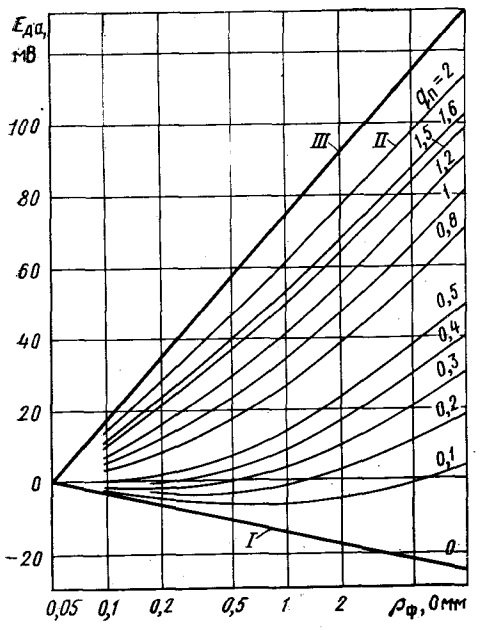


Рис. VI.45. Экспериментальные зависимости $E_{да} = f(\rho_ф)$ для осадочных пород и растворов NaCl при $\rho_{пв} = 0{,}05$ Ом·м. T — 20 °С; *I* — $E_д = f(\rho_ф)$, *II* и *III* — кривые для глин

2. На границе растворов различных одно-одновалентных солей одинаковой концентрации величина $E_д$ определяется формулой Планка:

$$E_д = \frac{RT}{F}\ln\frac{v_{к1} + v_{а2}}{v_{к2} + v_{а1}},$$

где $v_{к1}$, $v_{а1}$ и $v_{к2}$, $v_{а2}$ — подвижности ионов соответственно в растворе соли «1» и в растворе соли «2».

3. На границе растворов, из которых каждый содержит соответственно m и n частей каждой из солей, величина $E_д$ рассчитывается по формуле Гендерсона

$$E_д = -\frac{RT}{F}\frac{(v_{к1} - v_{а1}) - (v_{к2} - v_{а2})}{(v'_{к1} + v'_{а1}) - (v'_{к2} + v'_{а2})} \times \times \ln\frac{v'_{к1} + v'_{а1}}{v'_{к2} + v'_{а2}},$$

где

$$v_{к1} = \sum_{i=1}^{m} n_{к\,i} C_{к\,i} v_{к\,i};$$

$$v'_{к1} = \sum_{i=1}^{m} n_{к\,i} C_{к\,i} Z_{к\,i} v_{к\,i};$$

$v_{а1}$ и $v'_{а1}$ — аналогичные выражения для анионов раствора «1»; $v_{к2}$, $v_{а2}$, $v'_{к2}$, $v'_{а2}$ — соответствующие суммы (от 1 до n) для раствора «2».

Диффузионно-адсорбционный (мембранный) потенциал $E_{да}$

По аналогии с выражением (VI.5) [38]

$$E_{да} = k_{да}\lg\frac{C_1}{C_2},$$

где $k_{да}$ — коэффициент диффузионно-адсорбционной (мембранной) э. д. с., величина которого отличается от $k_д$ для тех же растворов тем больше, чем меньше размеры пор горной породы, разделяющей растворы. По аналогии с выражением (VI.6):

$$k_{да} = \frac{2{,}3RT}{F}(N_к - N_а),$$

где $N_к$, $N_а$ — числа переноса ионов при диффузии их через породу, разделяющую растворы. Для породы с крупными порами (чистый песчаник) $k_{да} = k_д$.

При разделении растворов высокодисперсной породой с ультратонкими порами (*плотная глина с высокой адсорбционной* активностью) $k_{да} = k^{пред}_{да}$.

Для растворов одновалентных солей

$$k^{пред}_{да} = 2{,}3RT/F;$$

для растворов солей с валентностью, отличающейся от единицы,

$$k^{пред}_{да} = 2{,}3RT/zF.$$

При $T = 293$ К (т. е. 20 °С) $k_{да}$ изменяется в пределах (—11,6)—58 мВ.

Разность потенциалов $E_{да}$ между растворами, разделенными породой, может определяться по формулам табл. VI.18 или графикам VI.45.

На практике вместо отношения C_1/C_2 часто применяют отношение удельных сопротивлений электролитов $\rho_2/\rho_1 = \rho_ф/\rho_{пв}$ (см. рис. VI.45).

Мерой отличия $E_{да} = f(C_2)$ от $E_д = f(C_2)$ для конкретной породы является коэффициент диффузионно-адсорбционной активности [8, 34], который выражают в мВ и рассчитывают по формуле

$$A_{да} = \frac{(E''_{да} - E'_{да}) - (E''_д - E'_д)}{\lg C'_2/C''_2},$$

где $E'_{да}$, $E'_д$ и $E''_{да}$, $E''_д$ — значения э. д. с. для концентраций $C_2 = C'_2$ и $C_2 = C''_2$ соответственно при $C_1 = \text{const}$.

Приближенно

$$A_{да} = k_{да} - k_д. \qquad (VI.7)$$

Из двух последних соотношений следует, что величины $A_{да}$ и $k_{да}$ не постоянны для одной и той же породы и изменяются в зависимости от C_2. Измерения $E_д$, $E_{да}$ производятся в интервале значений C_2, где

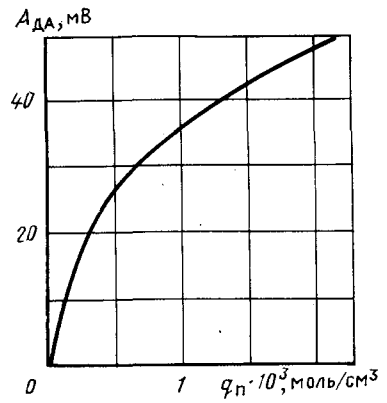


Рис. VI.46. Зависимость $A_{да}=f(q_п)$ для раствора NaCl

они пропорциональны $\lg(C_1/C_2)$, например при $C_2=0{,}01 \div 0{,}1$ н и $C_1=\text{const}$.

Для подавляющего большинства осадочных пород величина $A_{да}$ заключена в пределах $0—A_{да}^{пред}$, где $A_{да}^{пред}—A_{да}$ идеальной мембраны. Для растворов NaCl $A_{да}^{пред}=69{,}6$ мВ при $t=20$ °С.

Зависимость параметра $A_{да}$ от адсорбционной способности породы $q_п$ (приведенной емкости поглощения) [22] показана на рис. VI.46. Величина $q_п$ определяется по формуле

$$q_п = \frac{Q_{100}}{100} \frac{1-k_п}{k_п} \delta_п,$$

где Q_{100} — адсорбционная способность 100 г твердой фазы минерального скелета породы, определяемая в лаборатории [22]; $\delta_п$ — плотность минерального скелета.

В кварцевых терригенных коллекторах с преобладанием глинистого цемента величина $A_{да}$ тесно связана с относительной глинистостью (см. рис. I.16). В карбонатных породах величина $A_{да}$ достаточно тесно связана с относительным содержанием $\eta_{но}$ нерастворимого остатка, если нерастворимый остаток представлен в основном глинистыми минералами. При одинаковой минеральной плотности скелета породы и нерастворимого остатка

$$\eta_{но} = k_{но}/(k_{но}+k_п),$$

где $k_{но}=C_{но}(1—k_п)$; $C_{но}$ — массовое содержание нерастворимого остатка породы.

Фильтрационный потенциал

Обычно давление в скважине превышает пластовое давление. Под действием избыточного давления возникает фильтрация и создается фильтрационный потенциал, имеющий обычно отрицательный знак со стороны избыточного давления (скважины). Величина фильтрационного потенциала определяется следующими формулами.

1. При фильтрации жидкости через капилляр (формула Гельмгольца)

$$E_{фк} = \frac{\varepsilon\rho\xi\,\Delta p}{4\pi\mu},$$

где Δp — перепад давления; ρ, ε, μ—соответственно УЭС, диэлектрическая постоянная и вязкость фильтрующейся жидкости; ξ — электрокинетический потенциал—разность потенциалов между подвижной и неподвижной частями двойного слоя.

2. При фильтрации жидкости через проницаемые горные породы

$$E_{фп} = A_ф \rho_ф \Delta p,$$

где $\rho_ф$ — УЭС фильтрата промывочной жидкости в Ом·м; $A_ф$ — коэффициент фильтрационной электрохимической активности в мВ, численно равный фильтрационной э. д. с., измеряемой на образце породы при фильтрации через него раствора с $\rho_ф=1$ Ом·м под действием перепада давлений $\Delta p \approx 0{,}1$ МПа [34]; Δp — разность давлений в скважине и в пласте в МПа. Экспериментальные зависимости $E_ф=f(q_п)$ для различных Δp при $\rho_ф=\text{const}$ показаны на рис. VI.47.

3. Для глин и глинистой корки

$$E_{фг} = A_ф \rho_ф^n \Delta p,$$

при этом $A_ф=0{,}15—0{,}7$; $n=3$.

4. При фильтрации жидкости через две последовательно расположенные среды величина общей фильтрационной э. д. с. $E_ф$ равна алгебраической сумме э. д.с. первой $E_{фI}$ и второй $E_{фII}$ сред. Для проницаемого пласта с глинистой коркой

$$E_{ф.\,гк} = E_{фп} + E_{фг},$$

где $E_{фп}=0{,}93\,\rho_c^{0,8}\,\Delta p^q$; $q=0{,}5—0{,}9$ [104].

5. Фильтрационная составляющая $E_ф$ э.д.с. ПС на границе проницаемого пласта и глин равна разности фильтрационных потенциалов их:

$$E_ф = E_{фп} - E_{фг}.$$

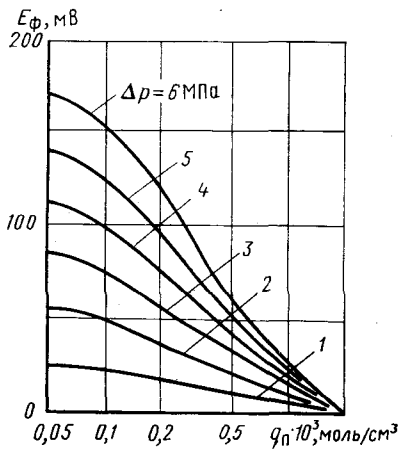


Рис. VI.47. Зависимости $E_ф=f(q_п)$ для различных Δp.
$T=25$ °С, $\rho_ф=1{,}5$ Ом·м [21]

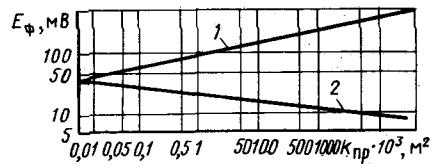


Рис. VI.48. Зависимости между $E_ф$ и $k_{пр}$ для систем:

1 — образец — раствор электролита, *2* — образец — зона кольматации — глинистая корка — промывочная жидкость $\Delta p=3$ МПа, $\rho_ф=7$ Ом·м

Величина $E_{фг}$ обычно меньше $E_{фп}$, поэтому наличие фильтрационной составляющей $E_ф$ аномалии ПС, как правило, приводит к увеличению отрицательной аномалии ПС в коллекторах.

Для коллекторов наблюдается тенденция связи между $E_ф$ и коэффициентом проницаемости $k_{пр}$ (рис. VI.48). Для системы глинистая корка — зона кольматации — коллектор с ростом $k_{пр}$ коллектора величина $E_ф$ падает (см. рис. VI.48).

Окислительно-восстановительные э. д. с.

Указанные э. д. с. возникают при окислительно-восстановительных реакциях на контакте порода — промывочная жидкость. Они характерны для угольных и рудных скважин, в нефтегазовых скважинах встречаются только при наличии в разрезе угольных пластов, пород, битуминозных и обогащенных пиритом. Предложен вариант каротажа ПС, основанный на измерении ПС после добавки в глинистый раствор активаторов — сильных окислителей; в этом случае против пластов, содержащих жидкие и твердые углеводороды, возникают дополнительные аномалии ПС окислительно-восстановительной природы [34].

Потенциалы ПС в скважине

Статическая ПС

Статическая ПС $E_{sд}$ характеризует э. д. с. ПС, создаваемую в скважине скачками потенциала на границах сред, и не зависит от мощности пласта, диаметра скважины и электрической неоднородности системы скважина — горные породы.

1. Для пласта песчаника без проникновения промывочной жидкости, залегающего в глинах, статическая ПС (рис. VI. 49)

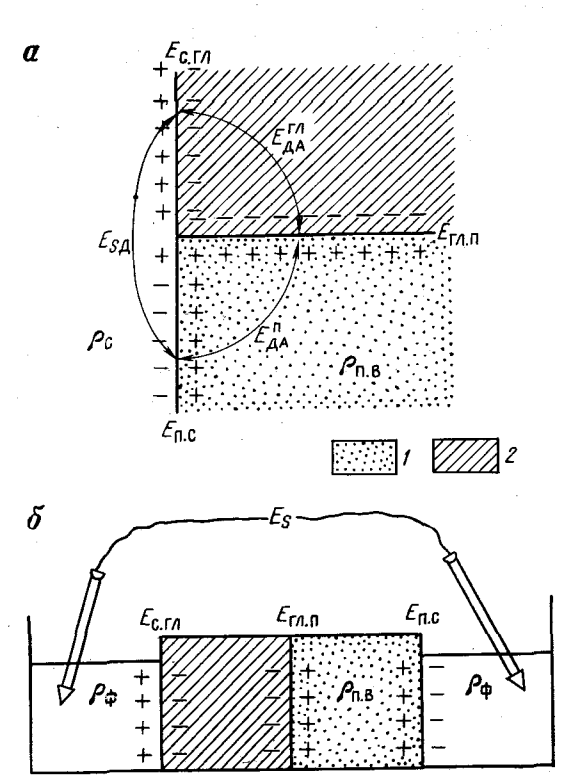


Рис. VI.49. Образование диффузионно-адсорбционной э. д. с. в скважине (*а*) и в лаборатории (*б*).
1 — песчаник, *2* — глина

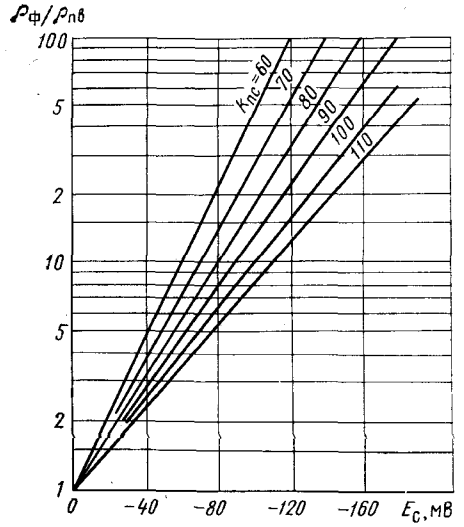


Рис. VI.50. Номограмма для интерпретации данных ПС

$$E_{sд} = E_{с.гл} + E_{гл.п} + E_{п.с} = E^{гл}_{да} + E^{п}_{да} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_ф}{\rho_{пв}},$$

где $E_{с.гл}$, $E_{гл.п}$ и $E_{п.с}$ — скачки потенциала соответственно на границах промывочная жидкость — глина, глина — песчаник и песчаник — промывочная жидкость; $E^{гл}_{да}$ и $E^{п}_{да}$ — диффузионно-адсорбционные э. д. с. соответственно для глины и песчаника; $k_{ПС}=k^{гл}_{да}-k^{п}_{да}$ — коэффициент статической ПС,

$$k_{ПС} = \frac{T+273}{293} k_{ПС\,20} = \left[1 + \frac{1}{293}(T-20)\right] k_{ПС\,20},$$

$k_{ПС20}$—$k_{ПС}$ при температуре 20 °С (в реальных условиях $k_{ПС}=70 \div 60$, рис. VI.50).

II. Э. д. с. диффузионно-адсорбционной ПС для чистых коллекторов в зависимости от исходных данных определяются по формулам:

1) $$E_{sд} = -70\,[1 + \gamma\,(T-20)] \lg \frac{\rho_ф}{\rho_{пв}}; \qquad (VI.9)$$

2) $$E_{sд} = k_{ПС} \lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_{вп}} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_{пз.ф}}{\rho_{вп}} - nk_{ПС} \lg \frac{k_{в.пз}}{k_в},$$

где $\rho_{пз}$ и $\rho_{пз.ф}$ — УЭС промытой зоны в общем случае и при 100 %-ной водонасыщенности пласта; $k_в$ и $k_{в.пз}$ — коэффициенты водонасыщенности в промытой зоне; n—показатель степени водонасыщенности.

Для водоносного пласта $k_{вп}=k_в$ и

$$E_{s\,д} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_{вп}} = -70\,[1 + \gamma\,(T-20)] \lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_{вп}}.$$

III. Э. д. с. ПС для глинистых коллекторов:

1) в общем случае, включая глинистые коллекторы,

$$E_{sд} = -k_{ПС}\left[\lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_п} + \lg \frac{k_{в.пз}}{k_в} + \lg \frac{\frac{C_д}{k_в} + m\frac{k_{в.пз}}{k_в} C_ф}{\frac{C_д}{k_в} + mC_ф}\right],$$

где $C_д$ — концентрация катионов в диффузионном слое; $C_ф$ — концентрация фильтрата промывочной жидкости; m — показатель степени в $P_п=k_п^m$.

В чистой породе $C_ф \gg C_д$. Для этого случая

$$E_{s\,д} = -k_{ПС}\left(\lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_п} + \lg \frac{k_{в.пз}}{k_в}\right);$$

2) *иначе*

$$E_{s\,гл} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_п} - 2\alpha_{ПС} k_{ПС} \lg \frac{k_{в.пз}}{k_в},$$

где $\alpha_{ПС} = \frac{E_{sгл}}{E_s}$; E_s — э. д. с. ПС для аналогичного неглинистого пласта;

3) *для глинистых коллекторов приближенно выполняется условие*

$$E_{s\,гл} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_{пз}}{\rho_п}.$$

Фактически для глинистых коллекторов общий коэффициент диффузионного потенциала $k_{ПС.гл}<k_{ПС}$. Так как вследствие снижения $\rho_{пз}$ из-за влияния глинистости $\rho_{пз}/\rho_{вп}<\rho_ф/\rho_{пв}$, то считают, что это компенсирует увеличение $k_{ПС}$.

Статическая аномалия ПС фильтрационного происхождения E (рис. VI.51) против пласта песчаника, залегающего в глинах, при одинаковом пластовом давлении в них равна разности скачков потенциала на границах скважина — вмещающие породы $E^{гл}_ф$ и скважина — глинистая корка $E^{гк}_ф$:

$$E_{s\,ф} = E^{гл}_ф - E^{гк}_ф = \left(A^{гл}_ф - A^{гк}_ф\right) \Delta p,$$

где $A^{гл}_ф$ и $A^{гк}_ф$ — коэффициенты фильтрационной электрохимической активности глин и глинистой корки.

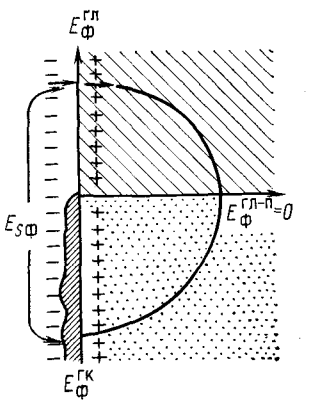


Рис. VI.51. Образование фильтрационной статической аномалии ПС $E_{sф}$ в скважине. $E^{гл-п}_ф$ — фильтрационная э. д. с. на границе глины и песчаника

Величину $E_{sф}$ можно оценить с помощью графиков $E_ф=f\,(q_п)$ (см. рис. VI.47).

Общая статическая ПС

$$E_s = E_{s\,д} + E_{s\,ф}.$$

Сравнивая величину E_s с расчетным значением $E_{sд}$, полученным по формулам (VI.8) и (VI.9), можно оценить величину $E_{sф}$.

Регистрируемая ПС

Э. д. с. ПС вызывает в скважине токи (рис. VI.52). Регистрируемая в скважине кривая потенциала $U_{ПС}$ отличается от статических значений $E_{sд}$, и аномалия ПС

$$\Delta U_{ПС} = \nu_{ПС} E_{s\,д} = I\,(R_{вм} + R_п),$$

где $\nu_{ПС}$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние на ПС электрической неоднородности разреза ($\rho_п/\rho_с$; $\rho_{зп}/\rho_с$; $D/d_с$) и ограниченной мощности пласта.

Решение задачи распределения токов ПС в однородной по сопротивлению среде при наличии э. д. с. ПС диффузионного происхождения дано в [8]. Величина аномалии ПС относительно «линии глин»

$$\Delta U_{ПС} = \frac{1}{2}\left[\frac{2z+h}{\sqrt{(2z+h)^2 + d_с^2}} - \frac{2z-h}{\sqrt{(2z-h)^2 + d_с^2}}\right] E_{s\,д},$$

где z — расстояние по оси скважины от середины пласта, взятое со знаком «+» вверх, со знаком«—» вниз; потенциал вдали от пласта принят равным нулю.

Кривые потенциала ПС для случая, когда УЭС пласта, вмещающих пород и скважины одинаковы, показаны на рис. VI.53. При увеличении УЭС пласта снижаются амплитуда отклонения кривой ПС (рис. VI.54) и ширина отклонения, при уменьшении — наблюдается обратная картина.

Для $\rho_п=\rho_{вм}=\rho_с$ расчетным путем получены следующие величины:

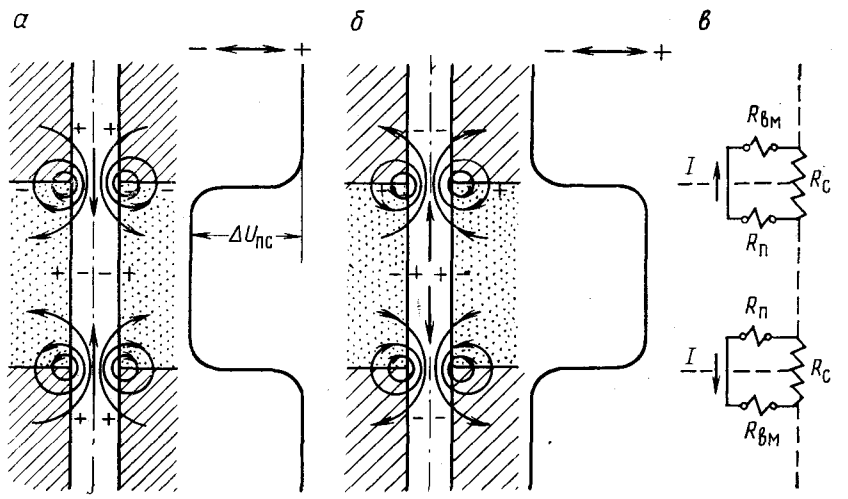


Рис. VI.52. Поле токов ПС и кривая потенциала ПС [58].

а — минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости (прямая ПС); *б* — минерализация пластовой воды меньше минерализации промывочной жидкости (обратная ПС); *в* — эквивалентная схема цепей ПС, I — ток ПС, $R_с$ — сопротивление, эквивалентное скважине, $R_{вм}$ и $R_п$ — сопротивления, эквивалентные вмещающим породам и пласту

h/d_c	0,2	0,4	0,6	1	2	3	5	10
$\nu_{ПС}$	0,2	0,37	0,52	0,71	0,90	0,95	0,98	0,99

Аналитическое выражение для $\Delta U_{ПС}$ как функции параметров $\rho_п$, $\rho_{вм}$, $\rho_{оп}$, $\rho_с$, D и $d_с$ не получено; имеется решение для $\rho_п = \rho_{вм} > \rho_с$ и $D = d_с$. Зависимости $U_{ПС}$ от перечисленных параметров, характерных для основных нефтедобывающих районов, получены путем моделирования поля ПС на сеточных моделях и ЭВМ [72].

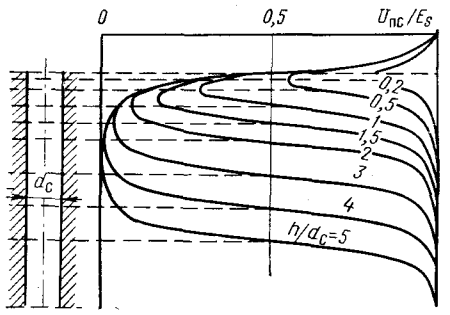


Рис. VI.53. Расчетные кривые ПС в пластах различной мощности при $\rho_п = \rho_{вм} = \rho_с$

Для учета влияния конечной мощности пласта и его УЭС (получения приведенной амплитуды ПС) служит формула

$$E_s = \Delta U_{ПС}/\nu_{ПС}.$$

Значение $\nu_{ПС}$ может быть приближенно определено по данным рис. VI.55 и более точно по специальным номограммам и палеткам [104].

Обработка кривой ПС

Амплитуда отклонения кривой ПС может быть отсчитана относительно показаний ПС против вмещающих пород (рис. VI.56). Более характерной для интерпретации данных ПС является амплитуда, от-

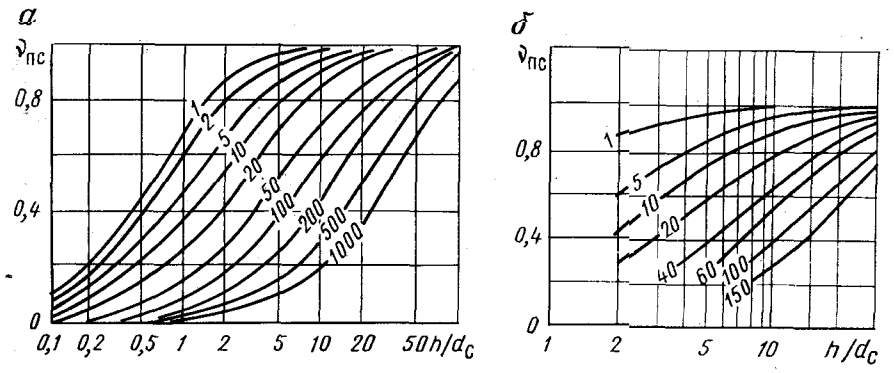


Рис. VI.54. Зависимость коэффициента $\nu_{ПС}$ уменьшения амплитуды E_s от мощности и УЭС пластов.

а — $\rho_п = \rho_{вм}$; *б* — $\rho_{вм} = \rho_с$. Шифр кривых — $\rho_п/\rho_с$

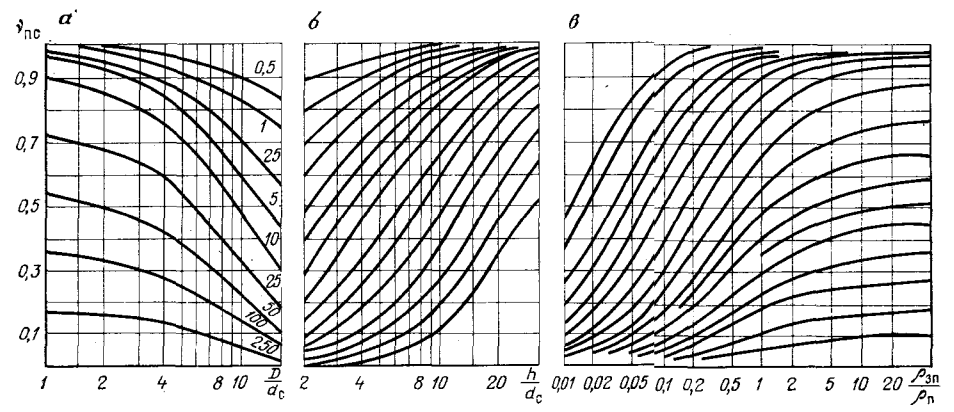


Рис. VI.55. Номограмма для исправления $\nu_{ПС}$ за мощность пласта при $\rho_{вм} = 5\,\rho_с$ (диффузионная э. д. с.).

Учет влияния: *а* — $D/d_с$, шифр кривых $\rho_{зп}/\rho_с$, *б* — $h/d_с$, *в* — $\rho_{зп}/\rho_п$

Таблица VI.19

ПС в различных условиях

Случай	Общая характеристика	Примечание
Чистые коллекторы (песчаники, известняки)	Э. д. с. ПС получают из выражения (VI.7) при $k_{2c} = 70 \div 60$	Расчетное значение э. д. с. ПС для чистых коллекторов широко используется для сопоставления с фактическими амплитудами отклонения кривой ПС при оценке пластов
Глинистый коллектор (коллектор, содержащий глинистый материал или глинистый цемент)	Снижение э. д. с. ПС по сравнению с ПС для чистого коллектора тем больше, чем больше относительное содержание глинистого материала (цемента) и приведенная емкость поглощения и чем меньше минерализация пластовой воды. При прочих равных условиях влияние содержания глинистого материала тем больше, чем меньше пористость	Выражение для э. д. с. ПС и величины $\alpha_{ПС}$ снижения ПС см. в тексте
Нефтегазоносные пласты	Против чистых нефтегазоносных пластов ПС обычно такая же, как и против водоносных. В глинистых нефтегазоносных коллекторах наблюдается при прочих одинаковых условиях снижение амплитуды отклонения кривой ПС по сравнению с водоносными. Вероятность и величина снижения тем больше, чем больше глинистость пласта, чем меньше минерализация пластовой воды и чем больше нефтегазонасыщенность (УЭС)	Выражение для э.д.с. ПС см. в тексте
Наличие в пластовой воде или промывочной жидкости солей (кроме NaCl)	1. Присутствие в пластовой воде кроме NaCl других солей мало сказывается на величине ПС, если минерализация пластовых вод достаточно большая, например УЭС ниже 0,3 Ом·м при 20 °С 2. Различие в составе анионов (Cl, HCO_3, SO_4) пластовой воды и промывочной жидкости мало влияет на величину ПС. Исключение составляет случай очень большого содержания HCO_3 и SO_4 3. Наличие в не очень сильно минерализованной промывочной жидкости или пластовой воде катионов Ca^{2+} и M^{2+} снижает величину F_s независимо от того, где находятся эти катионы. — в фильтрате или пластовой воде [22]	—

Продолжение табл. VI.19

Случай	Основная характеристика	Примечание
Наличие в промывочной жидкости ионов OH^-	Оказывает существенное влияние на э. д. с. ПС (при пресном растворе наблюдается увеличение ее)	Влияние ионов OH^- — одна из возможных причин повышения э. д. с. ПС по сравнению с расчетным значением для NaCl
Наличие в хорошо проницаемом водоносном пласте с соленой пластовой водой тонкого глинистого прослоя	Характерное отклонение кривой ПС (в форме зуба пилы), которое сверху вниз имеет следующий вид: минимум (по сравнению с показаниями против остальной части пласта), скачок в сторону положительного потенциала и выравнивание до значения ПС против пласта	Причина образования характерного отклонения — различие э. д. с. вблизи скважины на контакте глинистого прослоя с верхней частью пласта, содержащей более пресный фильтрат промывочной жидкости
Влияние глинистой корки	Увеличение аномалии ПС со временем	Глинистая корка имеет положительный коэффициент мембранного потенциала (10—20 мВ). Этот потенциал не влияет на ПС, так как обычно по обе стороны от корки находится один и тот же фильтрат промывочной жидкости. Однако при первом каротаже, когда промытая зона еще не сформировалась и насыщающая ее вода отличается от фильтрата, глинистая корка снижает диффузионную э. д. с. по сравнению с расчетной. При последующем каротаже зона проникновения расширяется, это снижение не наблюдается и амплитуда отклонения кривой ПС увеличивается
Большая вертикальная проницаемость пласта, в результате чего фильтрат промывочной жидкости (если он более пресный, чем пластовая вода) собирается в кровле пласта	Уменьшение отклонения кривой ПС (снижение показаний при последующем каротаже) против нижней части пласта (или иной части пласта, где не будет зоны проникновения)	В результате перемещения более легкого фильтрата вверх в нижней части пласта отсутствует зона проникновения и устанавливается контакт между глинистой коркой и пластовой водой. В результате диффузионная э. д. с. на этом участке отличается от обычной

считываемая относительно линии, проведенной по участкам кривой против глин с наибольшим потенциалом (в дальнейшем подразумевается, что отсчет амплитуд произведен именно этим способом). В этом случае амплитуда отклонения кривой ПС будет определена относительно глин с наибольшим мембранным потенциалом, близким к предельному, и исключается необходимость учитывать мембранный потенциал вмещающих данный пласт глинистых пород.

Амплитуду отклонения кривой ПС приводят к бесконечно большой мощности пласта, полученная приведенная амплитуда представляет собой э. д. с. ПС (табл. VI.19).

Если кривая ПС против прилегающих непосредственно к пласту вмещающих пород смещена относительно линии, от которой отсчитывается ПС (линии глин), поправку за мощность пласта вводят лишь в часть амплитуды E, соответствующую амплитуде отклонения кривой ПС относительно вмещающих пород, прилегающих непосредственно к пласту.

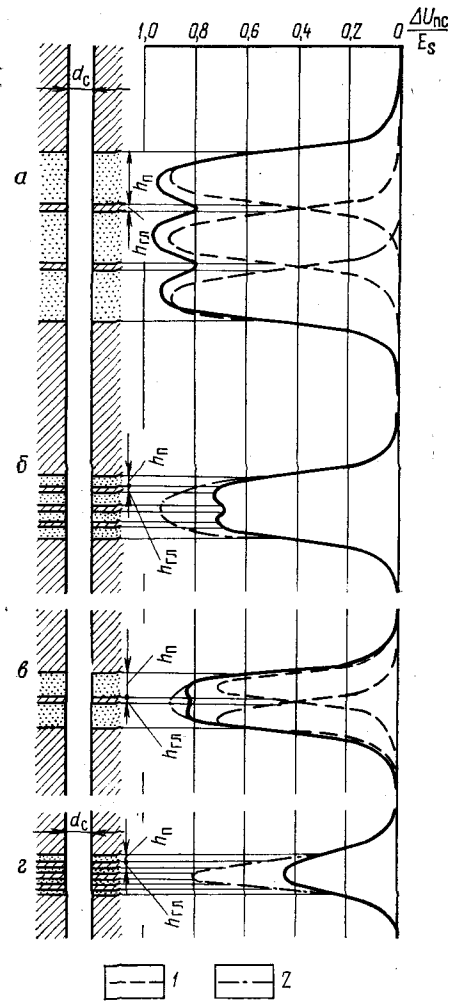


Рис. VI.56. Кривые $\Delta U_{ПС}/E_s$ в пачке пластов (сплошные линии).

$а - h_п = 2d_c$, $h_{гл} = 0{,}2d_c$; $б - h_п = 0{,}5d_c$, $h_{гл} = 0{,}1d_c$; $в - h_п = d_c$, $h_{гл} = 0{,}1\ d_c$; $г - h_п = h_{гл} = 0{,}2\ d_c$. Для одиночного пласта: 1 — с $h = h_п$, 2 — с $h = \Sigma h_{пi} + h_{гл\,i}$

В пачке пластов (см. рис. VI.56) аномалии ПС отличаются от соответствующего статического значения E_s. При уменьшении мощности прослоев значения $U_{ПС}$ в прослоях песчаника и глин пачки приближаются к общему значению E_s' для всей пачки, которое меньше E_s пластов. Отношение

$$\alpha_{ПС} = E_s'/E_s$$

характеризует степень снижения аномалии ПС в пачке, содержащей глинистый материал в виде прослоев, по сравнению с величиной E_s для пласта чистого коллектора мощностью, равной мощности пачки.

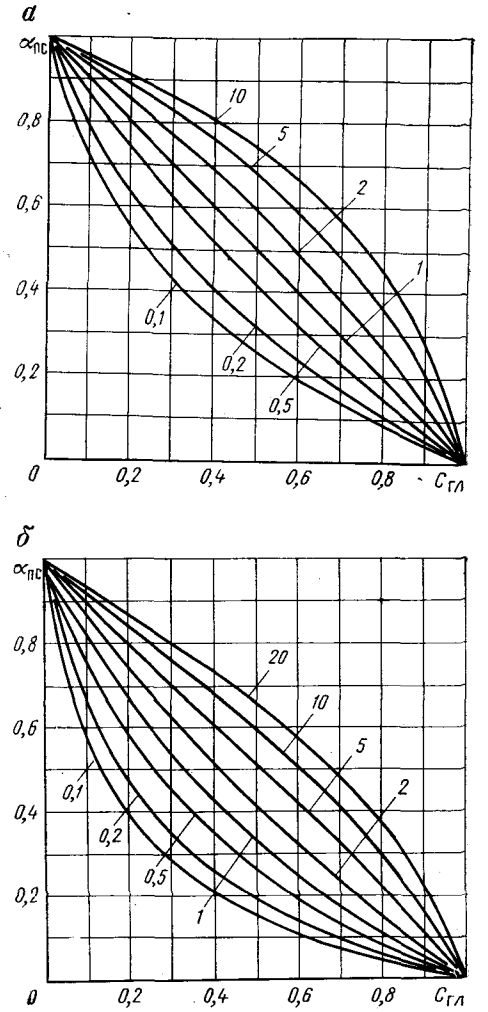


Рис. VI.57. Зависимости $\alpha_{ПС} = f(C_{гл})$ для пачки глинистых песчаников.

$а - \rho_п = \rho_{гл}$, $б - \rho_п = 2\rho_{гл}$. Шифр кривых $\rho_п/\rho_{зп}$

В электрически однородной пачке ($\rho_п = \rho_{гл} = \rho_{зп}$) связь между $\alpha_{ПС}$ и долей мощности глины $h_{гл}/h_п$ (где $h_{гл}$ — общая мощность прослоев глин, $h_п$ — мощность пачки) линейная. В неоднородной по сопротивлению пачке эта связь нелинейна (рис. VI.57 и VI.58).

Э. д. с. ПС связана с коллекторскими свойствами пласта лишь в той мере, в какой эти свойства связаны с относительным содержанием глинистого цемента и его минеральным составом или приведенной емкостью поглощения. Обычно эта связь носит статистический характер.

Условия образования ПС таковы, что против большинства проницаемых песча-

Таблица VI.20

Комплексирование методов электрического каротажа

Задача	Рекомендуемый комплекс зондов	Условие применения	Ограничение
Определение УЭС пластов и зоны проникновения	БКЗ, Кав., ПС	Большая мощность продуктивных пластов, $h>L=8$ м, где $L_б$ — длина самого большого зонда	$\rho_п/\rho_с<1000$
		Небольшое УЭС пород в разрезе, $\rho_п/\rho_с<200$	Большая разница УЭС покрывающих и подстилающих пласт пород Чередование тонких пластов различного УЭС Мощность прослоя, отделяющего исследуемый пласт от другого, недостаточно большая при большой разнице сопротивлений прослоя и пластов
	$БК_м$, $БК_б$, БМК	Большое УЭС пород. Заполнение скважины соленой промывочной жидкостью, $\rho_с<$ $<0,02$ Ом·м	$\rho_п<5000$ Ом·м
	$ИК_м$, $ИК_б$, малые градиент-зонды, БМК	Небольшое сопротивление пород, $\rho_п<$ <100 Ом·м	$\rho_с<0,02$ Ом·м, $h<1$ м
	$ИК_м$, $ИК_б$, БК-3 (или $БК_м$), БМК		
Выделение коллекторов в песчано-глинистом разрезе	МК, ПС	$\rho_с>0,2$ Ом·м совместно с Кав.	—
	МК, ПС, БКЗ		
	МК, ПС, ИК, БК, малые градиент-зонды		
	МК, ПС, $ИК_б$, БК-3 (или $БК_м$)		
	БМК, БК-3 (или $БК_м$ и $БК_б$)	Совместно с Кав., АК, ГК, при $\rho_с>0,2$ Ом·м	$\rho_ф\approx\rho_{вп}$
Выделение гранулярных коллекторов в карбонатном разрезе	МК, БК-3 (или $БК_м$ и $БК_б$)	Совместно с Кав. и АК или НК	$\rho_с<0,2$ Ом·м
	БМК, БК-3 (или $БК_м$ и $БК_б$)	Совместно с Кав. и АК или НК	То же, что в песчано-глинистом разрезе
	ДК, БК-3 (или $БК_м$ и $БК_б$)		
Разделение водоносных и нефтегазоносных	БМК, БК-3 (или $БК_б$)	Понижающее проникновение в нефтегазоносных пластах	$\rho_п/\rho_{пз}<2$
	ДК	Отсутствие проникно-	Наличие замеров АК

Окончание табл. VI.20

Задача	Рекомендуемый комплекс зондов	Условие применения	Ограничение
пластов, определение ВНК		вения фильтрата промывочной жидкости	(или НК)
Выделение переходной зоны между водоносными и нефтегазоносными пластами	Большие зонды БКЗ ИК	Коллектор гидрофильный, однородный	$\rho_с<0,2$ Ом·м

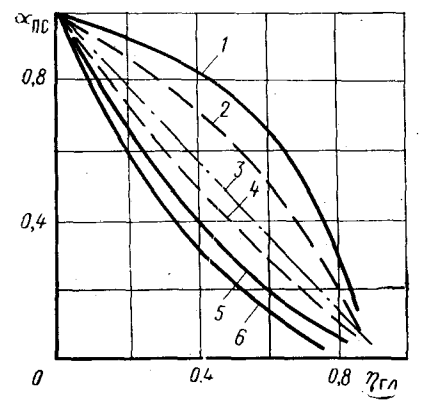


Рис. VI.58. Корреляционные связи $\alpha_{ПС}$ и $\eta_{гл}$.

1 — песчаники девона, Волго-Урал; *2* — песчаники юры, Южный Мангышлак; *3* — песчаники мела, Западная Сибирь; *4* и *5* — третичные отложения, Сахалин; *6* — известняки верхнего мела, Крым

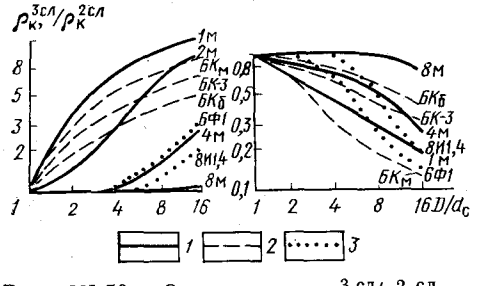


Рис. VI.59. Зависимости $\rho_к^{3\,сл}/\rho_к^{2\,сл}$ от $D/d_с$.

а — повышающее проникновение $\rho_п=2\rho_с$, $\rho_{зп}=20\,\rho_с$; *б* — понижающее проникновение $\rho_п=100\,\rho_с$, $\rho_{зп}=10\,\rho_с$. Шифр кривых — длина градиент-зондов (*1*), обозначение зондов БК (*2*) и ИК (*3*)

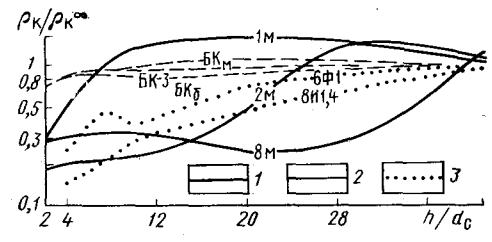


Рис. VI.60. Зависимости отношений $\rho_к/\rho_к^\infty$ и $h/d_с$.

Шифр кривых см. на рис. VI.59

ных пластов наблюдаются значительные амплитуды кривых ПС, поэтому ПС является надежным средством выделения проницаемых песчаных пластов.

§ 23. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ЗОНДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Для определения УЭС пород в разрезе скважин и решения других задач комплексируют различные зонды ЭК (табл. VI.20). При выборе зондов для той или иной задачи используют характеристики зондов, показанные на рис. VI.19, VI.20, VI.23, VI.31 и VI.32. Выбор зондов с малой и большой глубиной исследования производят с помощью радиальных характеристик зондов (см. рис. VI.19, VI.20 и VI.31). В случае наличия зоны проникновения используют характеристики зондов, составленные с учетом этой зоны (рис. VI.59).

При выборе зондов для исследования разреза с пластами небольшой мощности учитывают вертикальную характеристику зондов (см. рис. VI.23 и VI.32) или зависимости отношения показаний зондов в пласте ограниченной мощности и в пласте неограниченной мощности $\rho_к/\rho_к^\infty$ от мощности пласта $h/d_с$ (рис. VI.60).

Глава VII
АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Акустический каротаж (АК) основан на возбуждении в жидкости, заполняющей скважину, импульса упругих колебаний (акустического импульса) и регистрации волн, прошедших через горные породы, на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн при АК осуществляется с помощью электроакустических преобразователей.

Метод предназначен для изучения акустических параметров горных пород, пересеченных скважинами. Измеряемые акустические параметры функционально связаны с физико-механическими свойствами, пористостью, структурными особенностями и характером насыщения горных пород. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных кважинах, весьма чувствительны также к условиям на контактах между цементным камнем, обсадной колонной и горной породой. Поэтому АК широко применяется как при изучении разрезов скважин, так и при оценке их технического состояния.

§ 24. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ

Акустический импульс — короткий волновой процесс, имеющий несколько колебаний и длительность от 10^{-6} до 10^{-3} с.

Колебание — периодический или квазипериодический процесс, развивающийся во времени t в заданной точке пространства r и характеризующийся периодом T (в с), который равен промежутку времени между одинаковыми состояниями меняющейся величины:

$$F(r, t) = F[r, t \pm T].$$

Частота колебаний — число колебаний в единицу времени в Гц, $f = 1/T$; круговая частота колебаний — число радиан в единицу времени (рад/с), $\omega = 2\pi f$.

Фаза — мгновенное состояние колеблющейся величины в рад, $\varphi = \omega t$.

Волна — колебательный процесс, развивающийся во времени и в пространстве и характеризующийся длиной волны λ (пространственным периодом), которая равна расстоянию между точками, колеблющимися в одинаковой фазе:

$$F(r, t) = F[(r \pm \lambda), (t \pm T)].$$

Волновое число (вектор) — пространственная частота волны в $м^{-1}$; $k = 2\pi/\lambda$.

Фазовая скорость волны — скорость перемещения в пространстве заданной фазы колебания в м/с; $v_ф = \omega/k$.

Групповая скорость — скорость перемещения в пространстве огибающей для группы волн $v_{гр}$ в м/с.

Фронт волны — геометрическое место точек равной фазы волнового процесса.

Луч волны — направление распространения энергии волны, как правило, нормальное к ее фронту.

Процесс распространения упругих волн в горных породах сопровождается знакопеременными напряжениями dp и деформациями ds. Связь между этими характеристиками в пределах линейной акустики удовлетворяет закону Гука

$$dp = k_i ds,$$

где k_i — коэффициенты пропорциональности, которые зависят от упругих свойств среды (см. табл. VII. 7). Напряжения, возникающие при распространении звуковых волн в газах и жидкостях, приводят к изменению давления p_0 и плотности δ_0 в элементарно малых объемах среды:

$$p = p_0 \pm \Delta p; \quad \delta = \delta_0 \pm \Delta\delta.$$

Для волн малой интенсивности, возникающих при АК, выполняются условия: $\Delta p \ll p_0$ и $\Delta\delta \ll \delta_0$, а скорость звука $v_{зв}$ (в м/с) равна скорости переноса энергии из области сжатия в область растяжения:

$$v_{зв} = \sqrt{\Delta p / \Delta\delta}.$$

Характеристики плоской синусоидальной звуковой волны связаны между собой соотношениями, приведенными в табл. VII.1.

Упругие волны в неограниченных средах (горных породах) различаются по совокупности признаков, основными из которых являются форма фронта волны, которая определяет показатель уменьшения энергии волны по мере распространения ее в среде, и траектория движения частиц, которая определяет направление

Таблица VII.1

Основные характеристики плюской синусоидальной звуковой волны

Параметр	Определение	Расчетная формула
Длина волны, м	Пространственный период волны	$\lambda = vT = v/f$
Волновое число, $м^{-1}$	Пространственная частота волны	$k = 2\pi/\lambda = \omega/v$
Смещение, м	Смещение частиц относительно положения равновесия в звуковой волне	$\vec{U} = A_0 \sin(\omega t - kr)$
Колебательная скорость, м/с	Скорость смещения частиц в звуковой волне относительно положения равновесия	$v_к = \frac{d\vec{U}}{dt} = \omega A_0 \cos(\omega t - kr)$, где A_0 — амплитуда максимального смещения
Амплитуда колебательной скорости, м/с	Максимальная скорость смещения частиц в звуковой волне	$v_{к\,max} = \omega A_0 = 2\pi f A_0$
Звуковое давление, $Н/м^2$	Переменное давление, возникающее в среде при распространении звука	$p_{зв} = \delta_0 v \omega A_0 \cos(\omega t - kr)$
Амплитуда звукового давления, $Н, м^2$	Максимальное давление, достигаемое в звуковой волне	$p_{зв.\,max} = \delta_0 v \omega A_0$
Волновое сопротивление, $г/(см^2 \cdot с)$	Произведение плотности среды на скорость звука в ней	$Z = \delta_0 v$
Интенсивность упругой волны, $Вт/м^2$	Энергия, переносящаяся в 1 с через единицу площади нормальной к направлению звуковой волны	$J = 2\pi^2 \delta_0 v f^2 A_0^2 = \frac{p^2_{зв\,max}}{2Z}$

Таблица VII.

Характеристики распространения гармонических волн в неограниченных средах

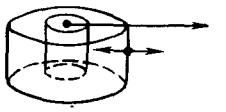
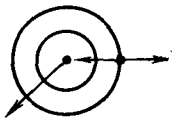
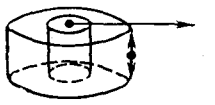
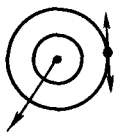
Волна	Фронт волны	Троектория частиц	Уравнение волны
Продольная P	Плоский		$\vec{U}_p = A_p \sin(\omega t - k_p r)$
	Цилиндрический		$U_p = \frac{1}{\sqrt{r}} A_p \sin(\omega t - k_p r)$
	Сферический		$U_p = \frac{\Lambda}{r} A_p \sin(\omega t - k_p r)$
Поперечная S (SV или SH)	Плоский		$U_S = A_S \sin(\omega t - k_S r)$
	Цилиндрический		$U_S = \frac{1}{\sqrt{r}} A_S \sin(\omega t - k_S r)$
	Сферический		$U_S = \frac{1}{r} A_S \sin(\omega t - k_S r)$

Таблица VII.3

Упругие волны в скважине и околоскважинном пространстве

Тип волны	Особенности	Среда	Условия образования: λ/d_c	Условия образования: Z_1/Z_0	Обозначение	Скорость распространения волны
Гидроволна	Продольная	Жидкость, заполняющая скважину	<1	Любое	P_0	$v_{P_0} = v_0$
Рэлея	Поверхностная	Жидкость у поверхности стенок скважины	<1	>1	R	$v_R = 0{,}9\, v_{S_1}$
Трубные: Лэмба	То же, на цилиндрической поверхности	Жидкость, заполняющая скважину, и горная порода в прискважинном слое	>1	>1	L	$v_{L-St} = \dfrac{v_0}{\sqrt{1+\dfrac{\delta_0 v_0^2}{\delta_1 v_{S_1}^2}}}$
Стоунли	То же	Жидкость в кольцевом зазоре между прибором и стенкой скважины	≈ 1	>1	St	
Скользящие: продольная	Преломленная	Порода в коаксиальном слое вокруг скважины, толщина которого около (1—1,5)λ	Любое	>1	P_0P_1	$v_{P_0P_1} = v_{P_1}$
поперечная	Обменная	То же	»	>1	P_0S_1	$v_{P_0S_1} = v_{S_1}$
Головные: спутник скользящей продольной волны	Преломленная	Жидкость, заполняющая скважину	»	>1	$P_0P_1P_0$	По направлению оси скважины, $v_{P_0P_1P_0} = v_{P_1}$
спутник скользящей поперечной волны	Обменная	То же	»	>1	$P_0S_1P_0$	По направлению оси скважины, $v_{P_0S_1P_0} = v_{S_1}$
Отраженные: волны от стенок скважины	Продольные	»	<1	>1	P_0P_0	$v_{P_0P_0} = v_0$
продольные и поперечные волны от неоднородностей в околоскважинном пространстве	Возникают при наличии неоднородности на расстоянии $r_н$ от оси скважины	Околоскважинное пространство; жидкость, заполняющая скважину	Любое при $\dfrac{\lambda}{r_н} < 1$	Любое при $\dfrac{z_1}{z_н} < 1$	$P_0P_1P_1P_0$, $P_0S_1S_1P_0$, $P_0P_1S_1P_0$, $P_0S_1P_1P_0$	Для нормального падения волны $P_0P_1P_1P_0$ $v_{P_0P_1P_1P_0} = \dfrac{d_c + r_н}{\dfrac{d_c}{v_0} + \dfrac{r_н}{v_1}}$
рефрагированные продольные и поперечные волны	Возникают при наличии положительного градиента скорости по радиусу r от оси скважины	То же	То же	Любое при $\dfrac{dv}{dr} > 0$	$P_0P_{1r}P_0$, $P_0S_{1r}P_0$	$v_{P_0P_{1r}P_0} = f\left(\dfrac{dv}{dr}\right)$

Таблица VII.4

Классификация методов АК

Метод	Тип используемой волны	Частотный диапазон, кГц	Регистрируемый параметр	Область применения, решаемые задачи
На головных волнах	Головные продольные $P_0P_1P_0$ Головные обменные (поперечные) $P_0S_1P_0$	Высокочастотный, 50—150 Среднечастотный, 25—40 Низкочастотный, 5—15	Скорость v; амплитуда A; коэффициент затухания α	Изучение горных пород в обсаженных и необсаженных скважинах: оценка пористости, физико-механических свойств пород, расчет деформационно-упругих модулей
	Головные волны по обсадной колонне и горной породе	20—35	Амплитуда волны по колонне $A_к$; время пробега волны по породе $t_п$	Цементометрия, оценка качества крепления скважины
На прямых волнах	Прямые продольные P_1 Прямые поперечные S_1	5—20	То же	То же
На трубных волнах	Трубные L—St	1,5—5	Скорость v, амплитуда A	Выявление проницаемых пластов в необсаженных скважинах
На отраженных волнах: акустическое телевидение	Отраженные от стенки скважины	$(1{,}5 \div 2)\cdot 10^3$	Модуль амплитуды отраженных волн A	Выявление акустических неоднородностей на стенке скважины
акустическая кавернометрия	То же	$(0{,}4 \div 0{,}5)\cdot 10^3$	Время пробега отраженных волн t	Получение профиля скважины
измерение акустического импеданса	Отраженные от прискважинной зоны: в импульсном режиме излучения	$(0{,}1 \div 0{,}5)\cdot 10^3$	Амплитуда отраженных волн A; акустическая жесткость среды Z	Оценка плотности и волнового сопротивления горных пород
	в стационарном режиме излучения	То же	Амплитуда интерференционной волны; отношение напряжения к току на излучающем элементе	То же
акустическая голография стенок скважин	Отраженные от стенки скважины	$(1{,}5 \div 2)\cdot 10^3$	Амплитуда и фаза отраженных волн	Акустическая интроскопия стенки скважины; определение рельефа стенки

Продолжение табл. VII.4

Метод	Тип используемой волны	Частотный диапазон, кГц	Регистрируемый параметр	Область применения, решаемые задачи
Шумометрия: пассивная	Шумовое поле, присутствующее в скважине и в горных породах	0,5—20	Амплитуда и спектр шума	Индикация интервалов затрубных перетоков
активная	Шумовое поле, искусственно возбуждаемое в скважине с помощью генератора шума	0,5—50	Начальная амплитуда шумового сигнала; время спада амплитуды сигнала до заданного уровня	Оценка упругих свойств горных пород

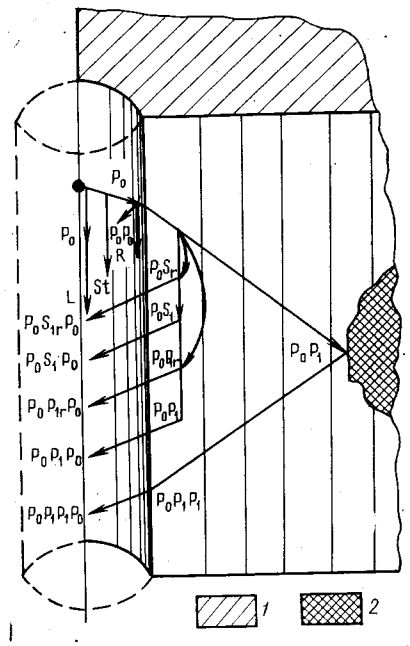


Рис. VII.1. Волны в скважине и околоскважинном пространстве (см. табл. VII.3).
1 и *2* — среды с разными значениями *Z*

движения частиц среды относительно луча волны и ее тип. По этому признаку (табл. VII.2) различают продольные P и поперечные S волны. Поперечные волны могут быть поляризованы в двух направлениях: горизонтально —SH и вертикально—SV.

Наличие отражающих границ в среде приводит к возникновению сложного интерференционного волнового поля, в котором участвуют падающие, отраженные (однократно и многократно) и преломленные волны.

В скважине энергия излучаемого импульса преобразуется в волны основных типов: поверхностные, скользящие, головные и др. (табл. VII.3, рис. VII.1). Часть энергии падающей волны в жидкости P_0 (гидроволны) преломляется на границе жидкость — стенка скважины и в виде преломленной волны P_0P_1 (0 и 1 — индексы жидкости и среды в околоскважинном пространстве) рассеивается в окружающих горных породах. Некоторая доля энергии преломленной волны, зависящая от соотношения волновых сопротивлений жидкости в скважине и окружающей ее среды, ($z_1/z_0>1$) скользит в горной породе вдоль стенки и образует две скользящие волны: продольную P_0P_1 и поперечную P_0S_1. Поперечная волна P_0S_1 возникает в результате обмена энергии на границе жидкость—стенка скважины. Скользящие волны, распространяясь вдоль стенки скважины, излучают энергию в скважину в виде головных продольных $P_0P_1P_0$ и поперечных $P_0S_1P_0$ волн, а также волн типа Лэмба—Стоунли (L—St).

§ 25. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ АК

Классификацию методов АК проводят по применяемому частотному диапазону, используемым типам упругих волн (головные, отраженные, обменные и др.), а также по регистрируемым параметрам (табл. VII. 4).

При проведении практически всех модификаций АК используют фиксированные базы наблюдений.

База наблюдений (длина зонда) — расстояние от излучателя акустического импульса до точки, в которой расположен приемник акустической энергии.

База измерений (база зонда) — расстояние между двумя приемниками (или излучателями) акустической энергии.

По результатам измерений изучают кинематические и динамические параметры упругих волн. Кинематические параметры характеризуют время, скорость и направление распространения упругих волн в среде; динамические — амплитуду и поглощение энергии этих волн во времени и пространстве.

Методы АК (см. табл. VII.4) находятся на различной стадии реализации. Наиболее применяемы — АК на головных волнах по скорости и по поглощению продольных и поперечных волн.

Для регистрации кинематических и динамических параметров головных продольных и поперечных волн в скважине обычно используют схему измерений, изображенную на рис. VII.2. Наблюдение акустических сигналов от излучателя *И* проводят на двух базах l_1 и l_2 по двум каналам с использованием приемников $П_1$ и $П_2$. Разность акустических параметров измеряют на базе Δl. Сигналы по первому и второму каналам регистрируют в виде волновых картин (ВК) и фазокорреляционных диаграмм (ФКД) (см. рис. VII.2).

Волновая картина (ВК) — графическое отображение электрического сигнала, снятого с электроакустического преобразователя *П* в точке наблюдения, в координатах времени и амплитуд. ВК

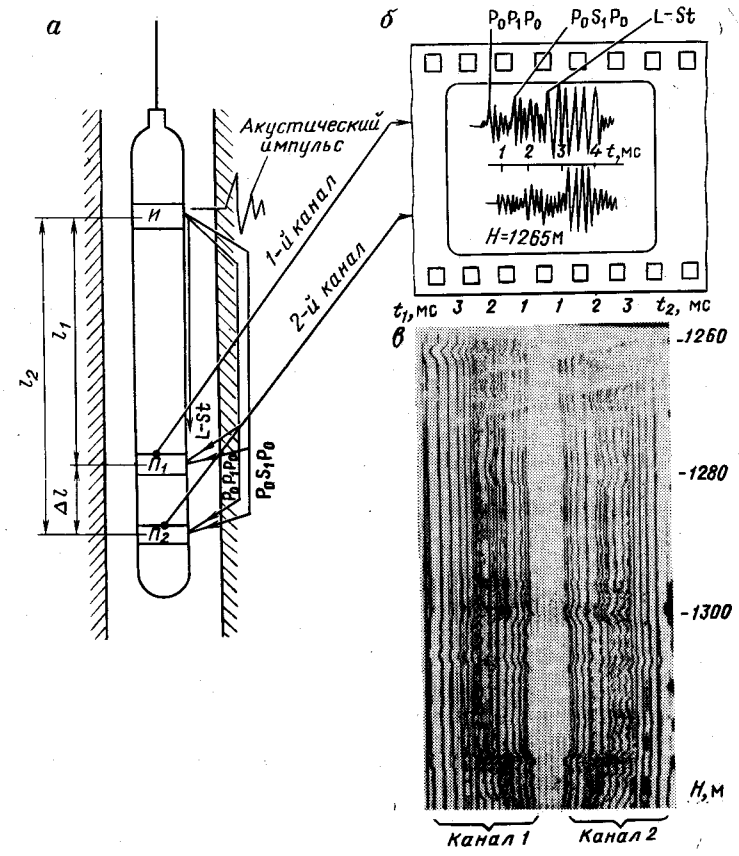


Рис. VII.2. Акустический каротаж.
а — схема измерения; *б* и *в* — записи акустических сигналов соответственно в виде волновых картин и фазокорреляционных диаграмм

фотографируют с экрана осциллографа дискретно по глубине скважины. Первое вступление волны — видимое на ВК вступление первого полупериода волны.

Время прихода волны $t_{1,2}$ — время прихода по первому или по второму каналу первого вступления волны. Амплитуда волны $A_{1,2}$ — видимая по первому или второму каналу амплитуда первого полупериода (периода).

Интервальное время Δt (в мкс/м) — время распространения волны, измеренное на фиксированной базе Δl:

$$\Delta t = (t_1 - t_2)/\Delta l.$$

Удельное время Δt^* — интервальное время с учетом влияния условий измерений в скважине, характеризует величину, обратную скорости распространения волны.

Эффективный коэффициент затухания[1] α (в дБ/м)—величина, характеризующая ослабление амплитуды волны на базе Δl;

$$\alpha = 20\lg(A_1/A_2).$$

Фазокорреляционная диаграмма (ФКД) — графическое отображение изменения электрических сигналов, снятых с электроакустических преобразователей $П_1$ и $П_2$ при перемещении базы наблюдений в скважине, в координатах времени и глубин. ФКД получают путем проецирования с экрана осциллографа на движущуюся в функции глубины скважины фотобумагу точек, характеризующих *момент перехода амплитуды сигнала из области* положительных значений в отрицательные (или наоборот).

§ 26. ВОЛНОВОЕ ПОЛЕ ПРИ АК НА ГОЛОВНЫХ ВОЛНАХ

Распространение упругих волн от импульсного источника, помещенного в скважину, заполненную жидкостью, описывается системой

$$\left(K + \frac{4}{3}G\right)\operatorname{grad}\operatorname{div}\vec{U} - G\operatorname{rot}\operatorname{rot}\vec{U} = \delta\frac{\partial^2 U}{\partial t^2};$$

$$-K_0\operatorname{grad}\operatorname{div}\vec{U} = \delta_0\frac{\partial^2 U}{\partial^2 t^2},$$

где $\vec{U}$ — смещение; K, G, δ — соответственно модули объемных сжатия и сдвига и плотность среды в околоскважинном пространстве; K_0, δ_0 — модуль объемного сжатия и плотность жидкости в скважине.

Решение этих уравнений при начальных условиях ($t=0$) $\vec{U}=0$, $dU/dt=0$ и заданной функции источника $U(t)$, например

$$U(t) = A_0\,e^{-\alpha t}\sin 2\pi\omega t,$$

а также результаты физического моделирования показывают, что в цилиндрической полости, окруженной идеально-упругой или поглощающей средой, одновременно распространяются волны следующих типов: головные продольные $P_0P_1P_0$, поперечные (обменные) $P_0S_1P_0$, прямые гидроволны P_0 и трубные поверхностные волны Лэмба — Стоунли L—St (см. рис. VII.1). В зоне приема указанные волны интерферируют и образуют акустический сигнал сложной формы (см. рис. VII.2).

$$F_{\Sigma}(t) = \sum_{1}^{t=n} F_i(t)\cos(\omega_i t_i - \varphi_i), \qquad (VII.1)$$

где i — тип волны.

Головные волны

Волны типа $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ (см. рис. VII.3) являются основными при изучении акустических свойств горных пород в условиях необсаженных и обсаженных скважин. Образование волны этого типа возможно при отсутствии положительного радиального градиента скорости волн P и S в околоскважинном пространстве, так как градиент скорости приводит к преобразованию скользящих волн P_0P_1 и P_0S_1 в рефрагированные $P_0P_1\text{г}P_0$, $P_0S_1\text{г}P_0$ (см. табл. VII.3).

Кинематические характеристики. Головные волны — вид преломленных волн, поэтому они возникают при определенных углах падения лучей прямых волн P_0 по жидкости на стенку скважины. Эти углы называются критическими: $\gamma_P = \arcsin(v_0/v_1)$ — для волн $P_0P_1P_0$ и $\gamma_S = \arcsin(v_0/v_{S_1})$ — для волн $P_0S_1P_0$. Форма поля головных волн в скважине зависит в основном от положения источника акустических колебаний относительно оси скважины и в значительно меньшей степени от его частоты и свойств пород в околоскважинном пространстве.

Смещение источника относительно оси скважины усложняет поле головных волн. При произвольном положении источника (в полярных координатах $z_и=0$; $r=r_и$; $\theta_и=0$) скользящие волны на стенке скважины имеют начальные точки

$$z_и(\theta) = \frac{d_c}{2\operatorname{ctg}\gamma_{P,S}}\times$$

$$\times\sqrt{1 - \frac{2r_и}{d_c}\cos\theta - \operatorname{ctg}^2\gamma_{P,S}\left(\frac{2r_и}{d_c}\right)^2\sin^2\theta},$$

где θ — полярный угол в рад; $r_и$ — расстояние от оси скважины до источника в м.

Приближение источника к стенке скважины превращает фронт скользящих волн в эллипсы и даже в разорванные линии. На поверхности стенок скважины образуются области, для которых угол падения луча меньше критического. В общем случае время пробега головных волн до произвольной точки наблюдения в скважине (z; $r=d_c/2$; θ) по разным лучам неодинаково:

$$t_{P,S}(z,\theta) = \frac{z_н(\theta)\,v_{P,S}}{v_0^2} + \frac{z - z_н(\theta)}{v_{P,S}}.$$

Для осесимметричного положения источника фронты скользящих вдоль стенки скважины волн P_0P_1 и P_0S_1 представляют собой окружности, а лучи головных волн $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ находятся в плоскостях, проходящих через ось скважины. Головные волны наблюдают на расстоянии по оси скважины от источника, которое превышает величину

$$z_н = d_c\operatorname{tg}^2\gamma_{P,S}.$$

Это условие выполняется при $v_0/v_{P,S_1}<1$. Фронты головных волн в случае осесимметричного положения источника распространяются по оси скважины со скоростями v_{P_1} и v_{S_1}. Время распространения волн от момента излучения на оси

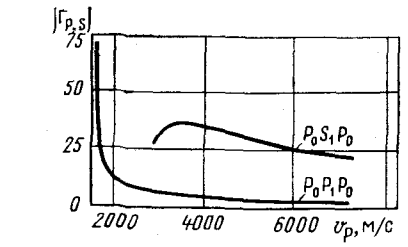


Рис. VII.3. Коэффициенты образования головных волн в зависимости от скорости продольной волны в породе

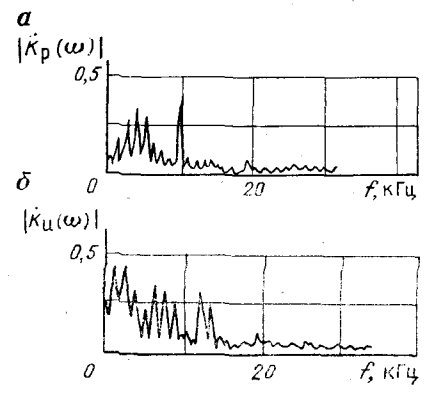


Рис. VII.4. Модули коэффициента передачи необсаженной скважины для волн давления (*а*) и смещения (*б*) в зависимости от частоты

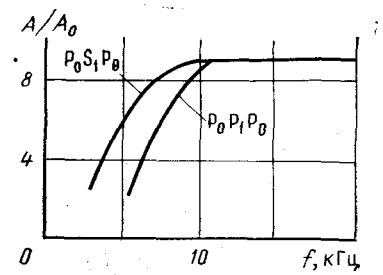


Рис. VII.5. Амплитудно-частотная характеристика необсаженной скважины для головной продольной и обменной волн

$$t_{P,S} = \frac{z_н v_{P,S}}{v_0^2} + \frac{z - z_н}{v_{P,S}}.$$

Время пробега головных волн к точке наблюдения на оси скважины одинаково по всем лучам.

Динамические параметры. Распределение энергии поля головных волн в скважине существенно зависит от условий на ее поверхности, свойств скважины, спектра частот излучателя и от положения зонда относительно оси скважины.

Импедансы, скорости и плотности на границе скважина — околоскважинное пространство определяют коэффициент образования головной волны, который характеризует отношение интенсивности проходящих головных волн $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ к падающей соответственно.

$$|\Gamma_P| = \frac{2v_{P_1}^2}{(v_{P_1}^2 - 2v_{S_1}^2)^2}\left[\frac{v_{P_1}^2 v_{P_0}}{(v_{P_1}^2 - v_{P_0}^2)^{1/2}}\right]^{3/2}\frac{\delta_0}{\delta_1};$$

$$|\Gamma_S| = \frac{8(v_{P_0}v_{S_1})^{3/2}\left(\dfrac{v_{S_1}^2 - v_{P_0}^2}{v_{S_1}^2}\right)^{1/2}\times}{v_{P_1}^2(v_{S_1}^2 - v_{P_0}^2) + \times(v_{P_1}^2 - v_{S_1}^2)} \rightarrow$$

$$\leftarrow \frac{}{+ v_{P_0}^2(v_{P_1}^2 - v_{S_1}^2)\dfrac{\delta_0}{\delta_1}}\frac{\delta_0}{\delta_1},$$

где δ_0 и δ_1 — плотность жидкости и среды.

Зависимости, рассчитанные по последним двум формулам, приведены на рис. VII.3.

Интенсивность головных $P_0P_1P_0$ волн уменьшается и с возрастанием скорости волн в горных породах, это связано с соответствующим уменьшением модуля коэффициента образования головной волны. Поэтому для сильносцементированных высокоскоростных пород характерны низкие значения амплитуд головных волн и эффективных коэффициентов затухания.

Источник акустической энергии и окружающая его среда, как правило, обладают разными амплитудно-частотными характеристиками. При заданном спектре источни-

[1] Этот коэффициент, кроме поглощения энергии упругих волн в горных породах, учитывает влияние геометрических факторов (расхождение фронта волны).

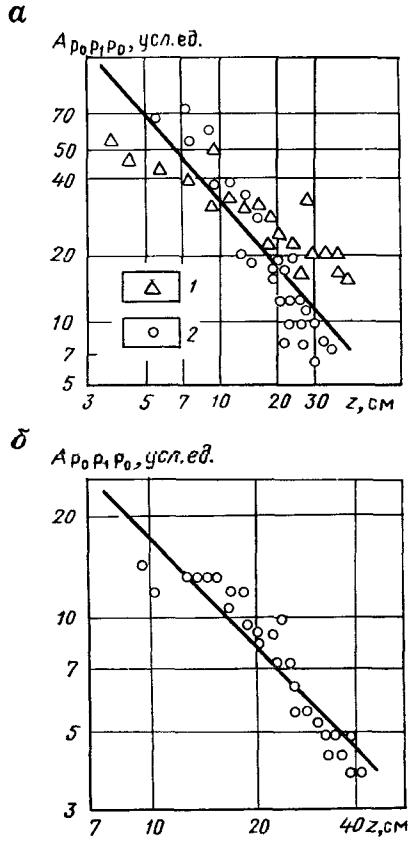


Рис. VII.6. Амплитуда первого вступления головной продольной волны.

Источник и приемник: *а* — расположены на оси скважины, *б* — смещены на $0{,}25 d_c$ *1* — результаты расчета; *2* — экспериментальные данные

ка $S(\omega)$ поле смещений во времени и в пространстве определяется выражением

$$\vec{U}(r_c, z, t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \dot{K}_U(\omega, r_c, z) \times S(\omega) e^{i\omega t} d\omega,$$

где $K_U(\omega, r_c, z)$ — частотно-передаточная характеристика скважины.

Для волн давления справедливо аналогичное выражение.

Частотно-передаточные характеристики скважины для волн давления $|K_P(\omega, r_c, z)|$ и смещения $|K_U(\omega, r_c, z)|$, рассчитанные с использованием ЭВМ для случая $r_c = 0{,}08$ м; $v_{P_0} = 1{,}500$ м/с; $\delta_0 = 1$ г/см³; $v_{P_1} = 3000$ м/с; $v_{S_1} = 1800$ м/с; $\delta_1 = 2$ г/см³, приведены на рис. VII.4. Эти графики показывают, что скважина и окружающее ее пространство являются фильтром низкочастотных волн. Причем величина $|\dot{K}_U|$ для волн смещения в области низких частот выше, чем $|\dot{K}_P|$ для волн давления, что определяет различие амплитудно-частотных характеристик скважин для головных продольных и поперечных волн (рис. VII.5). При уменьшении частоты волн ниже некоторого граничного значения, которое называется *частотой среза* (в Гц), происходит резкое снижение амплитуд:

$$f_{\text{среза}} = k \frac{v_{P,S}}{\pi r_c},$$

где k — коэффициент, зависящий от поглощения энергии волн в среде, близкий к единице.

Величину $f_{\text{среза}}$ используют для выбора оптимальных условий при изучении поля головных волн.

Положение источника относительно оси скважины влияет на закон уменьшения амплитуд головных волн с удалением от источника. При осесимметричном положении источника ($z=0$, $r_и=0$) и точке наблюдения у стенки скважины ($r_н \approx r_c$) амплитуда первого вступления волны $P_0P_1P_0$ убывает по закону $1/z^{3/2}$:

$$A_{P_0P_1P_0} = \frac{1}{(z-z_0)^{3/2}} \times \frac{\delta_1 \sqrt{v_{S_1}/v_{P_1}}}{\left(v_{S_1}^2/v_{P_0}^2 - v_{S_1}^2/v_{P_1}^2\right)\left(1 - 2v_{S_1}^2/v_{P_1}^2\right)^2} \times F\left(t - \frac{z}{v_{P_1}}\right),$$

где $F(t - \frac{z}{v_{P_1}})$ — форма волны; z_0 — координата падения луча на стенку скважины.

По мере приближения к оси скважины амплитуда волны $P_0P_1P_0$ возрастает.

Если источник и приемник не лежат в одной плоскости, проходящей через ось скважины, *первой вступает головная волна*, образовавшаяся из продольной волны, скользящей по криволинейному пути. Позднее вступают винтовые волны, обогнувшие скважину целое число раз. Ввиду сильного затухания они не имеют практического значения.

В случае, когда источник и точка наблюдения расположены на оси скважины, амплитуда первого вступления волны $P_0P_1P_0$ убывает с расстоянием z от источника как $1/z$ (рис. VII.6, *а*), а волны $P_0S_1P_0$ — как $1/z^2$. Смещение излучателя и приемника *параллельно оси скважины на расстояние* $0{,}25 d_c$ приводит к уменьшению амплитуды первого вступления при сохранении той же зависимости изменения амплитуды от расстояния z (рис. VII.6,*б*).

Амплитуда первых вступлений волны $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ еще меньше, если источник и приемник расположены по разные стороны от оси скважины. При этом изменение амплитуды волны $P_0P_1P_0$ в функции расстояния соответствует зависимости $1/\sqrt{z}$, амплитуды волны $P_0S_1P_0$ — $1/z^2$.

Гидроволны

Возникают при наличии высоких частот в спектре источника, распространяются со скоростью, равной скорости в жидкости, заполняющей скважину, 1500—1700 м/с. Амплитуда этих волн на больших базах наблюдений незначительна вследствие многократных отражений в кольцевом зазоре между поверхностью глубинного прибора и стенкой скважины.

Трубные волны (L—St)

Распространяются только в заполненной жидкостью скважине. Частоты этих волн *самые низкие по сравнению с частотами* волн других типов. Скорость их распространения зависит от скорости поперечных волн в окружающих породах, от отношения плотности жидкости и породы δ_0/δ_1 и отношения $r_п/r_c$ ($r_п$ и r_c — радиус прибора и скважины). При уменьшении v_{S_1}, а также при увеличении δ_0/δ_1 и $r_п/r_c$ скорость трубной волны уменьшается.

Скорость трубной волны можно использовать для определения скорости поперечной волны в породах при $v_{S_1} < v_{P_0}$:

$$v_{S_1} = \left(\frac{\delta_0}{\delta_1}\right)^{1/2} \frac{v_{P_0}}{\left[\left(v_{P_0}/v_{L-ST}\right)^2 - 1\right]^{1/2}}.$$

Особенности распространения волн в обсаженной скважине

При излучении упругого импульса в обсаженной скважине наряду с объемными головными волнами $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ появляются волны, связанные с колебаниями, возникающими в обсадной колонне и цементном камне. *В зависимости от поставленной задачи* эти волны являются либо полезными, либо помехой. Например, при изучении акустических свойств горных пород волна по колонне является помехой, а при оценке качества крепления скважины — полезным сигналом.

Динамические и кинематические характеристики волн, регистрируемых в обсаженных скважинах, определяются условиями на границах цементного камня с колонной и с породой, соотношением волновых сопротивлений горной породы и колонны $z_п/z_к$, *а также соотношением длины волны* и толщины стенки колонны λ/h. Количество энергии упругих колебаний, удерживаемой в обсадной колонне, уменьшается при увеличении жесткости контактов на границах цементного камня, а также при увеличении значений $z_п/z_к$ и λ/h.

Жесткий контакт характеризуется непрерывными нормальными и тангенциальными напряжениями и смещениями. При жестком контакте двух сред образуется обобщенная волна, которая распространяется вдоль границы с некоторой промежуточной скоростью. Поэтому в обсаженной скважине, в отличие от необсаженной, имеет место геометрическая дисперсия головных волн — скорость их распространения *зависит от частоты, а также от соотношения* волновых сопротивлений колонны, цемента и породы. Увеличение длины волны приводит к уменьшению влияния упругости колонны и цемента. При длине волны, большей некоторой критической, скорость распространения обобщенной волны практически совпадает со скоростью распространения упругих волн в массиве породы.

Для плотных горных пород с малым поглощением (например, в доломитизированном известняке, в котором декремент поглощения 0,04) дисперсия скорости головных продольных волн не превышает 5 %, тогда как в рыхлых породах дисперсия в диапазоне частот 5—50 кГц может превышать 40 %*. Для большинства горных пород при частотах ниже 15 кГц ($\lambda/h \gg 1$) обсадная колонна, жестко связанная с цементом и породой, хотя и несколько уменьшает уровень амплитуд и преобладающие частоты, но практически не влияет на интервальные времена и коэффициенты затухания головных волн.

Скользящий контакт на границе двух сред характеризуется только непрерывными нормальными напряжениями и смещениями, а касательные напряжения отсутствуют. Образование обобщенных упругих волн в среде не происходит, и волны по отдельным *слоям распространяются независимо* друг от друга, параметры головных волн определяются только свойствами скважины. На частотах ниже 15 кГц влияние цементного камня, жестко связанного с горной породой, на скорость распространения обобщенных $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ волн несущественно, скорости распространения и коэффициенты поглощения этих волн с погрешностью менее 1 % соответствуют значениям, измеренным в открытом стволе.

Волны по колонне возникают в случае скользящего контакта колонны с цементом *или породой*. Скорость их распространения близка к скорости в металлическом стержне — 5,2—5,7 км/с, а амплитуда уменьшается с понижением частоты поля.

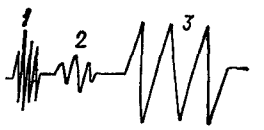
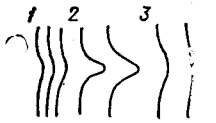
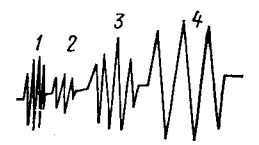
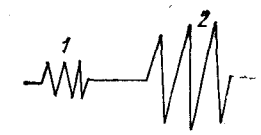
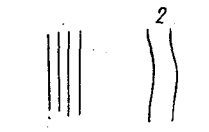
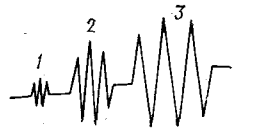
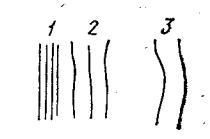
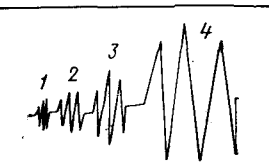
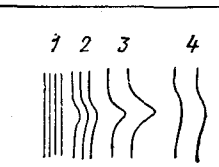
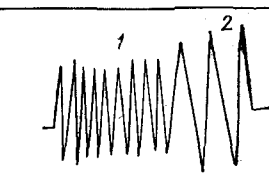
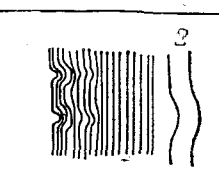
Трубные волны (L—St) в обсаженной скважине слабо дифференцированы по скорости, а их амплитуда зависит от жесткости контакта на границах цементного камня с колонной и с породой.

В таблице VII.5 приведены типичные характеристики волнового поля для шести случаев крепления затрубного пространства. Правила выделения типов волн на ВК и ФКД см. в § 30.

* В нефтенасыщенных песчаниках.

Характеристики волновых полей в обсаженных скважинах

Таблица VII.5

Контакты на границах			Волна			Амплитуда A при частоте		Волновая картина	ФКД
колонна—цемент	цемент—порода	колонна—порода	Тип	Скорость распространения при частоте 10—15 кГц	Скорость распространения при частоте 20—25 кГц	10—15 кГц	20—25 кГц		
Жесткий	Жесткий	Отсутствует	1 — обобщенная продольная $P_0P_{1ц к}P_0$	v_{P_1}	Зависит от скорости в породе v_{P_1} в цементе $v_{P_ц}$ и колонне $v_{P_к}$	Меньше амплитуды волны $P_0P_1P_0$			
			2 — обобщенная поперечная $P_0S_{1ц к}$, P_0	v_{S_1}	Зависит от скорости поперечных волн в породе v_{S_1}, колонне $v_{S_к}$ и цементе $v_{S_д}$	Меньше амплитуды волны $P_0S_1P_0$			
			3 — волна L—St	Меньше v_{P_0}		Больше амплитуд обобщенных волн			
Скользящий	»	»	1 — волна по колонне $P_0P_1P_0$	$v=5{,}2\div5{,}7$ км/с		Больше амплитуд обобщенных волн Меньше амплитуды волны $P_0P_1P_0$ Меньше амплитуды волны $P_0S_1P_0$	Много больше амплитуд обобщенных волн Много меньше амплитуды волны $P_0P_1P_0$ Много меньше амплитуды волны $P_0S_1P_0$		
			2 — обобщенная продольная $P_0P_{1ц}$, P_0	v_{P_1}	Зависит от v_{P_1} и $v_{P_к}$				
			3 — обобщенная поперечная $P_0S_{1ц}P_0$	v_{S_1}	То же				
			4 — волна L—St	Меньше v_{P_0}		Больше амплитуд обобщенных волн			
Жесткий	Скользящий	»	1 — обобщенная волна по колонне и цементу $P_0P_{цк}P_0$ 2 — волна L—St	Больше $v_{P_ц}$, но меньше $v^*_{P_к}$ Меньше $v^*_{P_0}$		Меньше амплитуды волны по свободной колонне. Много больше амплитуды обобщенной волны по колонне и цементу			
Скользящий	»	»	1 — волна по колонне $P_0P_кP_0$	$v_{P_к}=5{,}2\div5{,}7$ км/с		Больше амплитуды волны по цементу Меньше амплитуды волны по колонне Больше амплитуд волн по цементу и колонне	Много больше амплитуды волны по цементу Много меньше амплитуды волны по колонне		
			2 — волна по цементу $P_0P_цP_0$	$v_{P_ц}=3{,}0\div4$ км/с					
			3 — волна L—St	Меньше v_{P_0}					
Отсутствует	Отсутствует	Жесткий	1 — волна по колонне $P_0P_кP_0$ 2 — обобщенная продольная $P_0P_{1к}P_0$ 3 — обобщенная поперечная $P_0S_{1к}P_0$ 4 — волна L—St	$v_{P_к}=5{,}2\div5{,}7$ км/с Зависит от площади контакта колонны с породой То же		Много меньше амплитуды волны по свободной колонне Меньше амплитуды волны $P_0P_1P_0$ Меньше амплитуды волны $P_0S_1P_0$			
»	»	Скользящий	1 — волна по колонне $P_0P_цP_0$ 2 — волна L—St	$v_к=5{,}2\div5{,}7$ км/с Меньше v_{P_0}		Меньше амплитуды волны L—St** Больше амплитуды волны по колонне			

* Скорость волны уменьшается с увеличением толщины цементного камня.
** Амплитуда волны уменьшается при увеличении напряжения сжатия, действующего со стороны породы на колонну.

Таблица VII.6

Средние радиусы исследования по скорости и затуханию волн [1]

Скорость волны P v_P, м/с	Преобладающая частота в принятом сигнале f, кГц	Преобладающая длина волны λ, м	Радиус исследования АК по скорости r_c, м	Радиус исследования АК по затуханию r_α, м
2000	5	0,4	0,4	0,6
	10	0,2	0,2	0,3
	15	0,13	0,13	0,2
3000	5	0,6	0,6	0,9
	10	0,3	0,3	0,45
	15	0,2	0,2	0,3
4000	5	0,8	0,8	1,2
	10	0,4	0,4	0,6
	15	0,27	0,27	0,4
5000	5	1,0	1,0	1,5
	10	0,5	0,5	0,75
	15	0,33	0,33	0,5
6000	5	1,2	1,2	1,8
	10	0,6	0,6	0,9
	15	0,5	0,4	0,6
7000	5	1,6	1,6	2,4
	10	0,8	0,8	1,2
	15	0,53	0,53	0,8

[1] Указанные величины r_c и r_α справедливы для соответствующих значений скоростей как P, так и S волн.

Глубинность АК на головных волнах

Под глубинностью АК (или информационным радиусом исследования) понимается расстояние от стенки скважины, на котором исследуемая акустическая неоднородность вызывает изменение регистрируемого параметра упругого поля, превышающее погрешность его измерения в заданное число раз. Радиусы исследования АК по скорости r_v и по затуханию r_α зависят от преобладающей частоты волнового поля, причем r_v пропорционален преобладающей длине волны. В одинаковых условиях наблюдений $r_\alpha/r_v \geqslant 1{,}5$. Величины r_v и r_α зависят от волновых сопротивлений и акустической неоднородности.

Глубинность АК возрастает при увеличении преобладающей длины волны в спектрах излучения и приема акустических сигналов (табл. VII.6).

Если волновое сопротивление увеличивается с удалением от оси скважин, то глубинность АК зависит не только от λ, но и от базы зонда l, поскольку при определенных величинах l к приемнику первой будет приходить не преломленная (головная), а рефрагированная волна. Максимальная глубинность АК на рефрагированных волнах выше, чем на головных.

§ 27. ОСНОВНЫЕ АКУСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ИХ СВЯЗЬ СО СВОЙСТВАМИ ПЛАСТА

Основными акустическими характеристиками горных пород, изучаемыми с помощью АК, являются скорости распространения v_P, v_S и коэффициенты затухания α_P, α_S продольных и поперечных волн. С ними функционально связаны все остальные кинематические и динамические характеристики акустических сигналов (времена пробега волн, амплитуды, преобладающие частоты и др.), измеряемые при АК.

Скорости распространения продольных и поперечных волн в горных породах

В диапазоне частот от 10 до 30 кГц эти параметры слабо зависят от частоты акустического поля и определяются модулями упругости, которые характеризуют связь между напряжениями и деформациями элемента объема среды под действием звукового давления p. Характеристики некоторых модулей упругости приведены в табл. VII.7. Решение уравнений (VII.1) позволяет получить следующие выражения для скоростей продольных и поперечных волн в горных породах околоскважинного пространства:

$$v_P = \sqrt{\frac{K + (4/3)G}{\delta}}; \quad v_S = \sqrt{G/\delta}.$$

Значения модулей упругости и плотности горных пород K, G и δ зависят от вещественного состава их, внутреннего строения и условий залегания. Для коллекторов нефти и газа наиболее важными факторами, определяющими v_P и v_S, являются: 1) плотность и литологический тип породы (песчаники, доломиты, известняки и др.); 2) форма и величина пустотного пространства (межзерновая пористость $k_п$, трещиноватость $k_{тр}$, кавернозность $k_{п.кав}$); 3) тип флюида-порозаполнителя (вода, нефть, газ); 4) термобарические условия — дифференциальное давление $p_д = p_г - np_п$, где $p_г$, $p_{пл}$ — горное (геодинамическое) и пластовое давление в МПа; n — коэффициент внутренней деформации пласта (0,8—1,0) и температура T в °С.

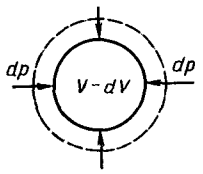
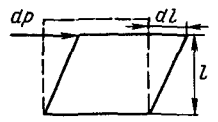
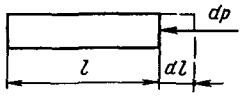
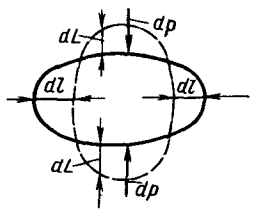
Для инженерных расчетов v_P и v_S в горных породах используют формулы

$$v_P = \sqrt{\frac{\varkappa_I(p_{пл}, T) + \varkappa_{II}(p_д)}{\delta_п}};$$

$$v_S = \sqrt{\frac{\varkappa_{II}(p_д)}{\delta_п}},$$

Таблица VII.7

Модули упругости и их характеристики

Модуль, коэффициент	Схема распределения напряжений и деформаций	Расчетная формула	Взаимосвязь с другими упругими параметрами
Объемного сжатия K, МПа		$K = \frac{1}{\frac{dv/v}{dp}}$	$K = \frac{1}{3} E \frac{1}{1-2\sigma_п}$
Сдвига G, МПа		$G = \frac{1}{\frac{dl/l}{dp}}$	$G = \frac{3}{2} K \frac{1-2\sigma_п}{1+\sigma_п}$
Юнга E, МПа		$E = \frac{1}{\frac{dl/l}{dp}}$	$E = 3K(1-2\sigma_п)$
Пуассона $\sigma_п$		$\sigma_п = \frac{dl/l}{dL/L}$	$\sigma_п = \frac{3K-2G}{6K+2G}$

где $\varkappa_I$, $\varkappa_{II}$ — эффективные модули объемной и сдвиговой упругости; $\delta_п$ — плотность породы.

Пластовое давление и температура оказывают существенное влияние на эффективный модуль объемной упругости породы, который в значительной мере зависит от свойств флюида-порозаполнителя; дифференциальное давление — на эффективный модуль сдвиговой упругости, величина которого зависит только от свойств и строения твердой фазы породы. При определении эффективных модулей $\varkappa_I$, $\varkappa_{II}$ и $\delta_п$ для горных пород со сложным составом и строением в определенных термодинамических условиях применяют полуэмпирические формулы (табл. VII.8). Осредненные значения упругих констант и плотности для наиболее важных породообразующих минералов и флюидов-порозаполнителей горных пород указаны в табл. VII.9. Модули объемной упругости для воды, нефти и газа рассчитывают по формуле

$$K = 1/\beta_{ад},$$

где $\beta_{ад}$ — адиабатическая сжимаемость в МПа$^{-1}$.

Эмпирические выражения для $\beta_{ад}$ нефти и воды в зависимости от температуры и давления имеют вид:

$$\beta_{ад.н} = ap_{пл}^c \text{ при } p_{пл} = 5 \div 55 \text{ МПа},$$

$$\delta_н = 0{,}5 \div 0{,}6 \text{ г/см}^3,$$

где a и c — коэффициенты, зависящие от пластовой температуры: при 90 °С $a = 3{,}32 \cdot 10^{-3}$ и $c = -0{,}221$, при 115 °С $a = 2{,}9 \cdot 10^{-2}$ и $c = -0{,}675$, при 150 °С $a = 1{,}42$ и $c = -1{,}483$;

$$\beta_{ад.в} = \left(2{,}9 + 0{,}022t_{пл}^0 - 0{,}002p_{пл}\right) \cdot 10^{-4}.$$

Формула справедлива при $t° = 90 \div 150$ °С и при $p_{пл} = 5 \div 55$ МПа.

Адиабатическую сжимаемость газов при давлениях и температурах, близких к пластовым, можно принять равной 2—11 МПа$^{-1}$.

Таблица VII.8

Формулы для расчета модулей объемной и сдвиговой упругости и плотности горных пород

№ п/п	Модель горной породы	$\varkappa_I$	$\varkappa_{II}$	$\delta_п$
I	Зернистой	$\dfrac{1}{\dfrac{k_п}{K_{фл}}+\dfrac{(1-k_п)}{K_{тв}}}$, где $K_{фл}=1/\Sigma\,(C_i/K_i)$ при $\Sigma C_i=1$; C_i, K_i — содержание и модуль объемного сжатия i-го компонента флюида-порозаполнителя при заданном давлении и температуре $K_{тр}=1/\Sigma(C_j/K_j)$ при $\Sigma C_j=1$, C_j, K_j — содержание и модуль объемного сжатия минералов твердой фазы породы (табл. VII.9)	$2a\left[\dfrac{K_{тв}^2}{\left(\dfrac{(1-2\sigma_п)^2}{(1-\sigma_п^2)^2}\,p_д\right)}\right]^{1/3}$, где $\sigma_п$ — коэффициент Пуассона для преобладающего компонента C_j в материале твердой фазы породы; $a=\begin{cases}5{,}7 \text{ для кубической упаковки,}\\ 8{,}65 \text{ для гексагональной упаковки,}\\ 50/(2{,}35-13{,}22k_п) \text{ — для произвольной упаковки}\end{cases}$	$\delta_{фл}k_п+\delta_{тв}(1-k_п)$, где $\delta_{фл}=\Sigma C_i\delta_i$ при $\Sigma C_i=1$, $\delta_{тв}=\Sigma C_j\sigma_j$ при $\Sigma C_j=1$
II	Кавернозной	$\dfrac{K_{ск}+Y}{K_{тв}\dfrac{K_{ск}+Y}{K_{тв}+QY}}$, где $Y=\dfrac{K_{фл}(K_{тв}-K_{ск})}{k_п(K_{тв}-K_{фл})}$, $K_{тв}$, $K_{фл}$, $\sigma_п$ — см. п I, при $k_п=k_{п.\,кав}$; $K_{ск}$ — см. п. II для $\varkappa_{II}$	То же	То же
III	Изотропно-трещиноватой	То же, при $k_п=k_{п.\,тр}$	То же, при $k_п=k_{п.\,тр}$	То же

Примечания. 1. Горная порода с коэффициентами пористости $k_п$, $k_{п.\,кав}$, трещинной пористости $k_{п.\,тр}$ состоит из твердой фазы и флюида-порозаполнителя. Модули и плотности имеют соответственно индексы «тв» и «фл». 2. $k_п$ — в долях единицы

$$\psi=\begin{cases}0{,}05 \text{ — для микротрещин}\\ 0{,}5 \text{ — для макротрещин}\end{cases}$$

Таблица VII.9

Акустические параметры минералов и флюидов-порозаполнителей горных пород

Группа	Минерал	$\delta\cdot10^3$, г/см³	$K\cdot10^{-4}$, МПа	$G\cdot10^{-4}$, МПа	$E\cdot10^{-4}$, МПа	$\sigma_п$	v_P, км/с	v_S, км/с	v_P/v_S
Безводные силикаты	Кварц	2,651	3,80	4,43	9,64	0,085	6,05	4,09	1,48
	Полевые шпаты								
	ортоклаз	2,54	6,86	3,35	6,3	0,29	6,68	3,63	1,84
	микроклин	2,55	5,68	2,93	7,48	0,28	6,13	3,39	1,81
	альбит	2,61	5,47	2,98	7,51	0,27	6,02	3,38	1,78
	лабрадорит	2,70	6,73	3,47	8,87	0,28	6,49	3,59	1,81
	Пироксены								
	авгит	3,16	9,22	5,81	14,37	0,24	7,33	4,29	1,71
	диопсид	3,28	11,18	6,33	16,04	0,26	7,73	4,39	1,76
	Нефелины	2,62	4,97	3,12	7,74	0,24	5,90	3,45	1,71
	Оливины	3,32	13,92	8,74	21,67	0,24	8,77	5,13	1,71
	Амфиболы	3,18	8,26	4,98	12,46	0,25	6,85	3,96	1,73
	Гранаты	4,18	16,86	9,18	24,28	0,27	8,34	4,69	1,78
Водные силикаты	Слюды:								
	мусковит	2,79	5,36	3,22	8,04	0,25	5,88	3,40	1,73
	биотит	3,10	7,74	3,99	6,97	0,28	6,49	3,59	1,81
	Серпентины	2,35	4,22	1,82	5,10	0,31	5,32	2,79	1,91
Карбонаты	Кальцит	2,71	6,42	3,3	8,45	0,28	6,32	3,49	1,81
	Доломит	2,87	8,57	4,18	10,60	0,29	7,02	3,82	1,84
Сульфаты	Ангидрит	2,96	6,68	3,25	6,70	0,29	6,10	3,32	1,84
	Гипс	2,32	5,19	1,86	4,10	0,34	5,75	2,83	2,03
Галоиды	Галит	2,17	2,45	1,48	3,70	0,25	4,52	2,61	1,73
	Сильвин	1,98	1,94	1,05	2,55	0,27	4,10	2,30	1,78
Флюиды	Вода	1,00	—	—	—	0,5	1,47—1,80	—	—
	Нефть	0,90	—	—	—	0,5	1,035—1,37	—	—
	Газ(метан)	0,002	—	—	—	0,5	0,50	—	—

Коэффициенты поглощения продольных и поперечных волн в горных породах

Коэффициент поглощения продольных волн в плотных однородных горных породах с учетом вязкости и теплопроводности среды имеет вид

$$\alpha_{P\,пл}=\frac{\omega^2}{2\delta v^3}\left[\left(\frac{4}{3}\,\eta_1+\eta_2\right)+\varkappa\left(\frac{1}{c_V}-\frac{1}{c_P}\right)\right],$$

где $\eta_{1,2}$ — соответственно сдвиговая и объемная вязкость среды; $\varkappa$, c_V, c_P — соответственно коэффициент теплопроводности и удельные теплоемкости при постоянных объеме среды и давлении.

Поперечные волны в таких средах поглощаются, как правило, в меньшей степени, чем продольные, так как они не связаны с адиабатическими изменениями объема, при которых появляются потери, обусловленные теплопроводностью. Коэффициент поглощения поперечных волн

$$\alpha_{S\,пл}=\frac{\omega^2}{2\delta v^3}\,\eta_1.$$

При увеличении пористости горных пород имеют место дополнительные потери энергии упругих волн: поглощение за счет вязко-инерционных свойств флюида $\alpha_{ви}$ и поглощение за счет теплообмена между жидкой (газообразной) и твердой средами $\alpha_{терм}$.

Таким образом, суммарные коэффициенты поглощения продольных и поперечных волн

$$\alpha_P=\alpha_{P_{пл}}+\alpha_{ви}+\alpha_{терм};\qquad \alpha_S=\alpha_{S_{пл}}+\alpha_{ви}. \tag{VII.2}$$

Формулы, пригодные для приближенной оценки компонент поглощения энергии продольных и поперечных волн, приведены в [47].

В неоднородных горных породах, осложненных кавернозностью и трещиноватостью, упругие волны поглощаются за счет дифракции и многократных отражений на границах неоднородности. Причем

эти потери энергии могут быть много выше, чем потери за счет других факторов поглощения.

Влияние физико-геологических факторов на акустические параметры

Плотность. С возрастанием плотности пород скорости упругих волн, как правило, возрастают, а коэффициенты их поглощения уменьшаются, поскольку модули упругости возрастают при этом много быстрее, чем плотность.

Для скорости продольных волн, например, установлена эмпирическая зависимость ее от плотности основных типов осадочных и изверженных пород [47], которая может быть использована для приближенной оценки этого параметра по данным АК.

$\delta_п = 0,31 v_p^{0,25}$.

Используя эту формулу, можно оценить коэффициенты отражения продольных волн на границе двух горных пород со скоростями v_1 и v_2:

$k_{отр} = 0,62 \ln (v_1/v_2)$.

Пористость. Зависимости скорости продольных волн в горных породах от коэффициента их пористости $k_п$ приведены на рис. VII.7. Для большинства горных пород

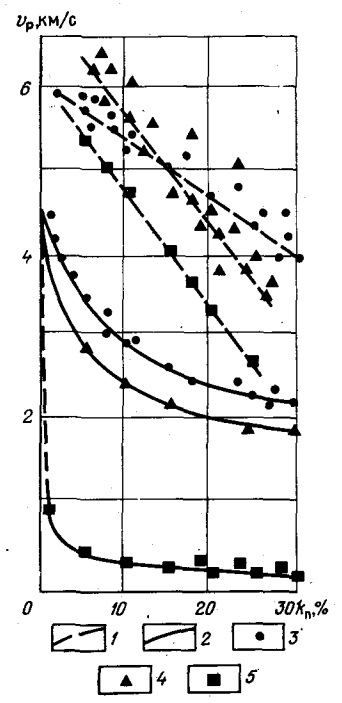


Рис. VII.7. Зависимости скорости продольных волн от пористости пород.
Породы: *1* — карбонатные; *2* — рыхлые песчаники; насыщение: *3* — водой, *4* — нефтью, *5* — газом

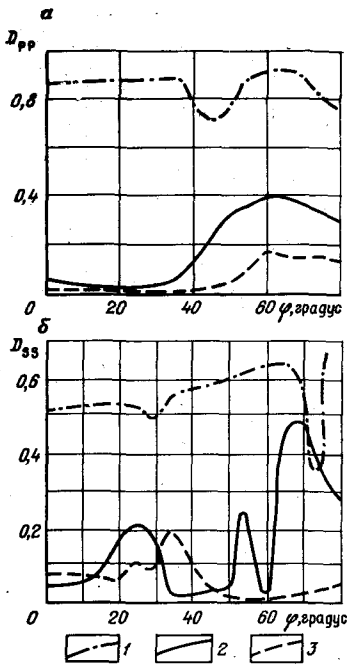
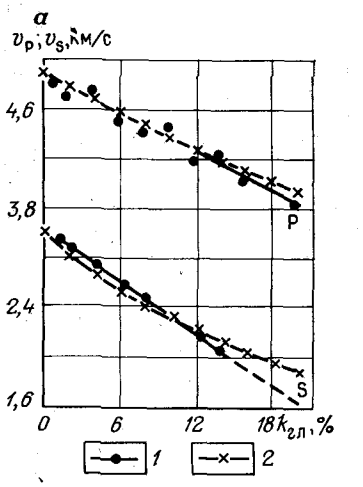


Рис. VII.8. Зависимость коэффициентов прохождения продольных (*а*) и поперечных (*б*) волн на частоте 25 кГц от угла встречи с трещиной.
Густота трещин Г-50, раскрытость 0,1 мм, заполнение: *1* — кальцитом, *2* — глиной, *3* —водой

с возрастанием $k_п$ скорость уменьшается, а поглощение увеличивается. Наиболее тесная зависимость скорости продольных волн от пористости у сцементированных коллекторов с межзерновой пористостью, когда сдвиговая (контактная) упругость агрегата намного больше объемной упругости и влияние насыщающего флюида незначительно. При $k_п$=0—5 % скорость изменяется в 3—4 раза интенсивнее, чем при $k_п$=5—40 %. Скорость поперечных волн почти в 2 раза более чувствительна к изменению пористости, чем скорость продольных волн.

Трещиноватость. Оказывает существенное влияние на скорость распространения волн при горизонтальном направлении трещин и слабое — при вертикальном. Значительно большее влияние трещиноватость оказывает на динамические характеристики поперечных волн: ослабление энергии волн зависит от угла встречи волны с трещинами, их густоты, раскрытости и типа порозаполнителя (рис. VII.8). Наиболее ослабляют амплитуду продольных и поперечных волн трещины, заполненные флюидом. Поперечные волны более чувствительны к трещиноватости, чем продольные.

Кавернозность приводит к уменьшению скоростей продольных и поперечных волн и к увеличению их коэффициентов поглощения, но изменение этих параметров на единицу объема кавернозных пустот гораздо меньше, чем для межзерновой пористости и трещиноватости.



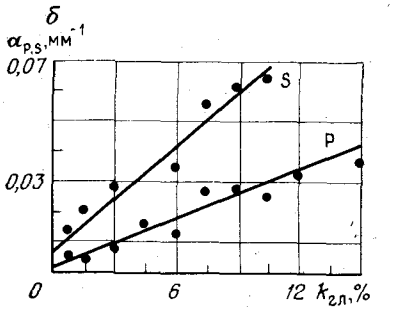


Рис. VII.9. Зависимость скоростей (*а*) и поглощения (*б*) продольных и поперечных волн от глинистости пород.
1 — экспериментальные данные; *2* — расчетные зависимости

Нефтегазонасыщенность. Для скорости продольных и поперечных волн в водо- (ВП), нефте-(НП) и газонасыщенных (ГП) терригенных коллекторах справедливы следующие соотношения: $v_{P_{ВП}} > v_{P_{НП}} > v_{P_{ГП}}$ (см. рис. VII.7) и $v_{S_{ВП}} < v_{S_{НП}} < v_{S_{ГП}}$, причем изменение скорости при изменении характера насыщения варьирует от 0 до 20 %. Различия скоростей уменьшаются за счет влияния зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и его глинистости.

Увеличение глинистости терригенных и карбонатных коллекторов приводит к уменьшению v_P и v_S и к увеличению поглощения (рис. VII.9).

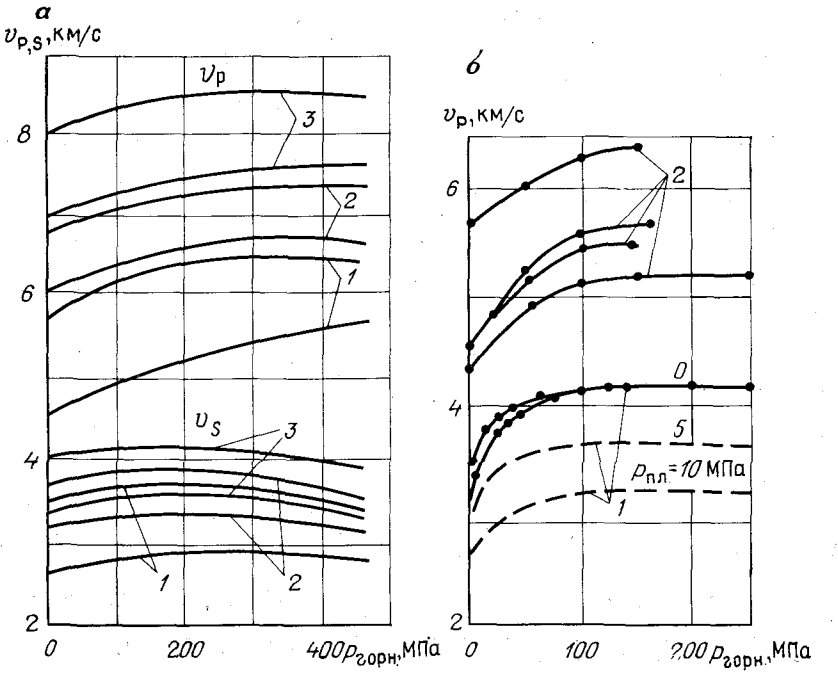


Рис. VII.10. Зависимости скорости продольных и поперечных волн в горных породах от горного давления.
Породы: *а* — изверженные — *1* — гранит, *2* — габбро, *3* — ультраосновные; *б* — осадочные — *1* — песчаники, *2* — карбонатные

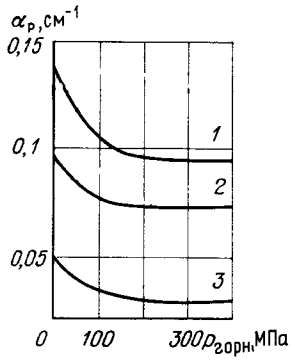


Рис. VII.11. Зависимость коэффициента поглощения продольных волн в горных породах от горного давления.

1 — гнейс, *2* — гранито-гнейс, *3* — габбро

Влияние термического и вязко-инерционного затуханий (VII.2) приводит к следующим соотношениям коэффициентов поглощения для водо-, нефте- и газонасыщенных терригенных коллекторов: $\alpha_{S_{ВП}} > \alpha_{S_{НП}} > \alpha_{S_{ГП}}$ и $\alpha_{P_{ВП}} < \alpha_{P_{НП}} < \alpha_{P_{ГП}}$, причем различие α для пород с $k_п = 20$ %, насыщенных разными флюидами, достигает 300—400 % независимо от минерализации воды.

Термобарические условия. Увеличение горного давления приводит к сжатию скелета породы, уменьшению ее пористости и увеличению контактной (сдвиговой) упругости, а следовательно, к возрастанию скоростей продольных и поперечных волн (рис. VII.10) и к уменьшению их коэффициентов поглощения (рис. VII.11). Увеличение пластового давления влияет противоположно указанному.

Возрастание температуры приводит, как правило, к незначительному понижению скорости продольных волн (рис. VII.12).

В табл. VII.10 обобщены акустические характеристики для основных типов горных пород.

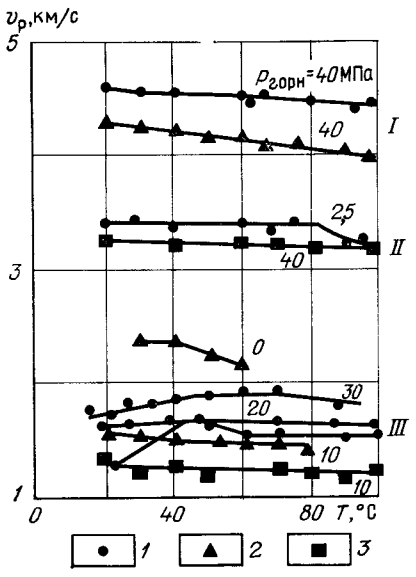


Рис. VII.12. Зависимость скорости продольных волн в горных породах от температуры.

Породы: *I* — известняки, *II* — песчаники, *III* — пески, *1* — водонасыщенные, *2* — нефтенасыщенные, *3* — газонасыщенные

§ 28. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО СКОРОСТИ (ВРЕМЕНИ ПРОБЕГА) УПРУГИХ ВОЛН

Этот вид АК используется наиболее широко и осуществляется с помощью серийной аналоговой или опытно-методической цифровой аппаратуры. Серийная аппаратура СПАК-2м, СПАК-4, АКН-1 и др. позволяет регистрировать непрерывные кривые времен пробега продольных волн от ближнего источника до приемника t_1, от дальнего источника до приемника t_2 и кривую разности времен прихода волны — интервального времени Δt. Шифр этого вида акустического каротажа —АК—Δt_P, а цифр АК по скорости поперечных волн — АК—Δt_S. Однако последний вид АК не обеспечен в настоящее время серийной аппаратурой.

АК — Δt_P и АК — Δt_S используют для определения скоростей распространения продольных и поперечных волн в горных породах по пластам, для построения геоакустической модели разреза скважин, а также для литологического расчленения разреза, определения пористости и т. п. (табл. VII. 11).

Метод АК — Δt_P эффективен для оценки преобладающих компонент минерального состава, типа и величины пористости горных пород вследствие более высокой чувствительности скорости продольных волн к пространственному распределению компонент, чем к их содержанию.

Для оценки пористости пород с преобладанием межзерновых пор используют уравнение среднего времени:

$$\Delta t^* = \Delta t^*_{тв}\left(1 - k_п\right) + \Delta t^*_в k_п, \qquad \text{(VII.3)}$$

где $\Delta t^*_{тв}$ и $\Delta t^*_в$ — величины, зависящие от литологического типа породы и свойств воды в пластовых условиях (табл. VII. 12). Величина $\Delta t^*_{тв}$ связана с составом твердой фазы пород нелинейно (рис. VII. 13).

Величину $\Delta t^*_в$ можно определить по палетке (рис. VII. 14) либо расчетным путем:

$$\Delta t^*_в = \left[1557 - 0{,}0245\,(74 - T)^2 + 0{,}8\,c + 1{,}9 p_{пл}\right]^{-1} \cdot 10^6.$$

Таблица VII.10

Акустические характеристики горных пород

Тип пород	Порода	Параметры продольных волн				Отношение параметров	
		v_P, м/с	ΔT_P, мкс/м	α_P, м$^{-1}$	f_P, кГц*	v_P/v_S	f_P/f_S
Изверженные	Дунит	8000** 7400—8800	125 144—135	0,01 —	— 25—33	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
	Габбро	7200 6400—7200	139 139—156	0,01 —	— 25—30	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
	Диабаз	6800 6600—6900	147 145—152	0,01 —	— 25—30	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
	Норит	6600 6200—7000	152 143—162	0,01 —	— 25—30	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
	Гранит	*6000* 5700—6500	*167* 154—175	*0,01* —	— 25—30	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
	Базальт	5300 5200—5800	189 185—192	0,01 —	— 25—30	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
	Кварцит	6500 5300—5800	182 172—189	0,01 —	— 25—30	— 1,68—1,70	— 1,1—1,2
Осадочные:*** терригенные	Песок	— 1500—1800	— 555—670	— —	— —	— 3,0—10,0	— —
	Песчаник	— 3000—5700	— 175—333	— 1,1—1,6	— 17—20	— 1,50—1,80	1,60 1,4—2,0
	Алевролит	— 3800—4900	— 204—263	— 0,9—1,2	— 17—20	— 1,70—1,80	— —
	Глина	3000 2000—3300	333 300—500	1,38 —	— 14—18	— —	— —
	Аргиллит	— 3300—4500	— 222—300	— 0,9—1,1	— 14—18	— —	— —
карбонатные	Известняк	— 2600—7100	— 141—385	— 0,2—0,8	— 25—30	— 1,80—2,00	— 1,1—2,0
	Доломит	— 3000—7900	— 126—333	0,04 —	— —	— 1,80—1,9	— —
	Мергель	— 2000—3500	— 385—500	— —	— —	— —	— —
	Мрамор	5600 5100—6700	179 149—196	— —	— —	2,0 —	— —
	Мел	3200 2600—3300	312 300—385	— —	— —	— 2,20—2,60	— —
хемогенные	Ангидрит	5500 5300—6100	182 164—189	0.04 —	— 19—23	1,8 1,70—1,90	1,3 1,1—1,5
	Гипс	5750 5700—5800	174 172—176	0,04 —	— 20—22	1,8 1,70—2,00	1,3 1,2—1,4
	Галит (соль)	4800 4200—4800	218 208—238	0,04 —	— 16—17	1,8 1,70—2,00	1,15 1,0—1,2

Продолжение табл. VII.10

Тип пород	Порода	Параметры продольных волн				Отношение параметров	
		v_P, м/с	ΔT_P, мкс/м	α_P, м$^{-1}$	f_P, кГц*	v_P/v_S	f_P/f_S
Угли	Антрацитовые	2900 2500—3400	300 395—400	— —	— —	— —	— —
	Битуминозные	2500 1800—3000	400 333—550	— —	— —	— —	— —
	Бурые	1900 1000—2200	525 441—1000	— —	— —	— —	— —
Лед	Глыбовый	3500 3100—3600	285 278—323	— —	— —	1,5 —	— —
	Фирн	3100 —	278 —	— —	— —	— —	— —

* Видимая частота продольных волн указана для излучателей с собственной частотой порядка 25—30 кГц.
** В числителе — среднее значение параметра, в знаменателе — пределы его изменения; в случае отсутствия сведений ставится прочерк.
*** Параметры осадочных пород существенно зависят от пористости, характера насыщения порового пространства, эффективного давления.

Уравнение (VII. 3) применимо для изучения однотипных пород с коэффициентом пористости от единиц до 20—30 % на глубинах залегания 2—3 км. В более сложных условиях величину $k_п$ определяют путем внесения поправок в значения $k_{пАК}$, рассчитанные по уравнению (VII. 3).

Методы АК — Δt_P и АК — Δt_S применяются также для построения геоакустической модели разреза с целью интерпретации материалов сейсмической разведки и корреляции по площади отдельных геологических горизонтов, а также для определения физико-механических свойств горных пород. Они не могут применяться: 1) для изучения горных пород, скорость продольных или поперечных волн в которых меньше скорости продольных волн в скважинной жидкости (1600 м/с); 2) при коэффициенте затухания в горных породах более 5 дБ/м; 3) при радиусе каверн ствола скважины, превышающем глубинность метода; 4) при повышенном содержании газа в промывочной жидкости; 5) в сухих скважинах.

§ 29. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО ЗАТУХАНИЮ УПРУГИХ ВОЛН

Метод заключается в непрерывной регистрации по стволу скважины амплитуд сигналов, пришедших от ближнего A_1 и дальнего A_2 излучателей, и эффективного коэффициента затухания α (см. § 25) продольных и поперечных волн: АК—α_P и АК — α_S. Характеристики A_1 и A_2 вычисляются с помощью аналоговых вычислительных блоков как средние значения амплитуд трех-четырех периодов колебаний в данном временном окне. Начало временного окна соответствует моменту первого вступления полезной волны. Значения эффективного коэффициента затухания вычисляются с помощью аналогового вычислителя.

Серийная аппаратура СПАК-2м позволяет регистрировать динамические характеристики волны, приходящей первой, т. е. продольной волны. Широкополосная акустическая аппаратура АКН-1 позволяет подавлять продольную волну путем подбора фильтров и усиления сигналов в наземном измерительном блоке. В этом случае с помощью одного и того же вычислительного блока раздельно регистрируются динамические характеристики продольных и поперечных волн.

АК — α_P и АК — α_S предназначены для выявления в комплексе с радиоактивным и электрическим каротажем коллекторов со вторичной пористостью, а также для определения характера насыщения пластов (табл. VII. 13).

Данные этих методов подвержены влиянию ряда дестабилизирующих факторов (перекос прибора в скважине, неидентичность мощности излучателей и пр.), поэтому при интерпретации результатов измерений используют способ двух опорных пластов с известными геологическими характеристиками. В качестве опорных выбирают выдержанные по площади нетрещиноватые водонасыщенные пласты, мак-

Таблица VII.11

Использование методов АК—Δt_P и АК—Δt_S для изучения разрезов скважин

№ п/п	Задача	Исходные данные	Дополнительные данные	Алгоритмы решения задачи	Примечание
1	Определение скоростей распространения продольных P и поперечных S волн по пластам	Значения (t_1, t_2, $\Delta t)_{P, S}$ в функции глубины	Мощность пластов по данным микрокаротажа h; диаметр скважины по данным каверномера d_c и номинальный диаметр скважины d	Для пластов с $h > \Delta l$ и $d_c \approx d$ $v_P = \left(\Delta l / \Delta t_P^*\right) 10^6$; $v_S = \left(\Delta l / \Delta t_S^*\right) \cdot 10^6$, где v_P и v_S в м/с Для пластов с $h > \Delta l$, но $d_c > d$ не принимаются во внимание ложные значения $(\Delta t)_{P, S}$ на границах каверн. Для пластов с $h < \Delta l$ $\Delta t_{изм}$ (измеренное в пласте) исправляется за влияние вмещающих пород $\Delta t_{вм}$: $\Delta t^* = \Delta t_{вм} + (\Delta t_{изм} - \Delta t_{вм}) \frac{\Delta l}{h}$	На аналоговых кривых (t_1, t_2, $\Delta t)_{P, S}$ необходимо учитывать моменты срабатывания вычислителя Δt на помехи и на последующие фазы акустического сигнала в участках повышенного затухания его энергии; такие участки контролируют по ВК и диаграммам t_1 и t_2
2	Построение геоакустической модели разреза	Значения $\Delta t_{P, S}^*$, снятые с каротажной кривой с шагом Δh по глубине	Значение t_0, характеризующее время пробега волны от поверхности земли до глубины H_0 ниже зоны малых скоростей, определяют по данным сейсмокаротажа	Вертикальный годограф $t(H) = t_0(H_0) + \Delta h \sum_{i=1}^{} \Delta t_i^*$, где Δt_i^* — удельное время в точке $H_0 + i\Delta h$ Пластовая скорость $v_{пл} = \frac{H_2 - H_1}{\Delta h \Sigma \Delta t_i^*}$, $i = 1 \div \frac{H_2 - H_1}{\Delta h}$, где H_1, H_2 — точки перегиба кривой годографа $t(H)$, характеризующие границы пластов Средняя сейсмическая скорость $v_{ср.\,с} = \frac{H_i}{t_0(H_0) + \Delta h \sum_1 \Delta t_i^*}$, где H_i — глубина, на которой определяется $v_{ср.\,с}$	С целью обобщенного расчленения разреза на пласты проводят сглаживание кривых $\Delta t_{P, S}^*$ по двум и более точкам таким образом, чтобы время пробега волны до глубины H_i оставалось неизменным

Продолжение табл. VII.11

№ п/п	Задача	Исходные данные	Дополнительные данные	Алгоритмы решения задачи	Примечание
3	Литологическое расчленение разрезов скважины	Значения Δt_p^* и данные НГК или ННК против пластов	Объемная глинистость пластов $C_{гл}$ (в долях единицы) по данным ГК или ПС; пласты глин не интерпретируют	Оценивают определяющий параметр $\Delta t_{вп}^*$ для пластов по уравнению (VII.3) с учетом их глинистости и глубины залегания: $\Delta t_{оп}^* = \frac{\Delta t_p^* - \Delta t_{гл}^* C_{гл} - \Delta t_в^* b k_{п\ НК}}{1 - C_{гл} - b k_{п\ НК}}$, где $k_{п\ НК}$ — кажущаяся пористость пласта по данным НК с учетом влияния глинистости в долях единицы; $\Delta t_{гл}^*$ — удельное время по данным АК, характеризующее пласты чистых глин в изучаемом разрезе, в мкс/м; b — коэффициент, учитывающий влияние глубины залегания пласта через величину дифференциального давления $p_д$ (в МПа), $b=(1+1\lg p_д)/2{,}6$. Если: 1) $\Delta t_{оп}^* < 110$ мкс/м, то пласт либо кавернозный, либо загипсованный (в случае карбонатных пород), либо имеет глинистость порового типа; 2) $110 < \Delta t_{оп}^* < 128$ мкс/м, пласт сложен доломитом; 3) $128 < \Delta t_{оп}^* < 143$ мкс/м, пласт сложен породой доломитово-известкового состава; 4) $143 < \Delta t_{оп}^* < 160$ мкс/м, пласт сложен известняком; 5) $160 < \Delta t_{оп}^* < 174$ мкс/м, пласт сложен породой известково-песчаного состава; 6) $174 < \Delta t_{оп}^* < 198$ мкс/м, пласт сложен песчаником; 7) $\Delta t_{оп}^* > 198$ мкс/м, пласт либо микротрещиноватый (микронеоднородный), либо газонасыщенный, либо характеризуется потерями первых вступлений на диаграмме Δt вследствие малых амплитуд продольной волны	Нефтенасыщенность пластов не влияет на результаты интерпретации; в случае газонасыщенности пластов и высокой минерализации пластовых вод ее следует учитывать при определении $k_{п\ НК}$. Если кажущаяся пористость пластов чистых глин по данным АК, определенная из уравнения (VII.3), соответствует кажущейся пористости этих пластов по НК, то поправку за глинистость в значения $k_{п\ НК}$ вносить не следует, а величину $C_{гл}$ в интерпретационном уравнении следует принять равной нулю Породы характеризуются межзерновым типом пористости
4	Оценка типа и величины пористости карбонатного коллектора	Значения Δt_p^* и данные нейтронного (НГК) и электрического (ЭК) каротажа против пластов	См. п. 3, а также литологический тип породы, тип порового флюида, определенные по другим видам каротажа, либо по керну; загипсованные пласты не интерпретируют	Определяют значение $k_{п\ АК}$ (в %) для пластов по уравнению (VII.3) с учетом литологического типа породы, глинистости и глубины залегания; $k_{п\ АК} = \frac{\Delta t^* - \Delta t_{тв}^* - C_{гл} \times \times (\Delta t_{гл}^* - \Delta t_{тв}^*)}{b(t_в^* - t_{тв}^*)} \cdot 100$, где $\Delta t_{тв}^*$, $\Delta t_в^*$ см. в табл. VII.12; $C_{гл}$, $\Delta t_{гл}$, b — см. п. 3. табл. VII.11, а также используют значения $k_{п\ НК}$ и $k_{п\ ЭК}$ (в %) для этих пластов с учетом влияния указанных выше факторов и типа порового флюида. Если: 1) $k_{п\ АК} = k_{п\ ЭК} = k_{п\ НК}$, то пласт — некавернозный коллектор с преобладанием межзерновой пористости; общая пористость $k_{п.\ общ} = {}^1/_3(k_{п\ АК} + k_{п\ НК} + k_{п\ ЭК})$; 2) $k_{п\ АК} < k_{п\ ЭК} = k_{п\ НК}$, пласт — некавернозный коллектор с преоб-	Область эффективного применения: водонасыщенные пласты и продуктивные пласты с глубокой зоной проникновения фильтрата промывочной жидкости Для изучения продуктивных интервалов разреза скважин можно использовать корреляционные связи показаний НК и ЭК с общей пористостью некавернозных пород, определенной по керну, при условии, что погрешность определения пористости по этим зависимостям не превышает ±2 % Для повышения однозначности результатов интерпретации при решении задачи следует использовать диаграммы ФКД и ВК

Продолжение табл. VII.11

№ п/п	Задача	Исходные данные	Дополнительные данные	Алгоритмы решения задачи	Примечание
				ладанием пористости типа выщелачивания, $k_{\text{п. общ}} = {}^1/_2 (k_{\text{п НК}} + k_{\text{п ЭК}})$, вторичная пористость $k_{\text{п. вт}} = k k_{\text{п НК}}$, где k — коэффициент, характеризующий преобладание пористости типа выщелачивания в общем объеме породы, равный 0,5—0,6; 3) $k_{\text{п АК}} = k_{\text{п ЭК}} < k_{\text{п НК}}$, пласт — кавернозный коллектор с преобладанием в матрице межзерновой пористости; $k_{\text{п.общ}} = k_{\text{п НК}}$; $k_{\text{п. вт}} = k_{\text{п НК}} - k_{\text{п АК}}$; 4) $k_{\text{п АК}} < k_{\text{п ЭК}} < k_{\text{п НК}}$, пласт — кавернозный коллектор с преобладанием в матрице пористости типа выщелачивания; $k_{\text{п общ}} = k_{\text{п НК}}$; $k_{\text{п вт}} = k_{\text{п НК}} - (1 - k) \times k_{\text{п ЭК}}$; 5) $k_{\text{п ЭК}} > k_{\text{п АК}} = k_{\text{п НК}}$, пласт — трещинный коллектор; $k_{\text{п общ}} = k_{\text{п НК}}$; трещинная пористость не более 2 %; 6) $k_{\text{п ЭК}} > k_{\text{п НК}} > k_{\text{п АК}}$: а) пласт — трещинный коллектор с пористостью типа выщелачивания; $k_{\text{п. общ}} = k_{\text{п НК}}$; $k_{\text{п. вт}} = k k_{\text{п НК}}$; б) пласт — трещинно-кавернозный коллектор; $k_{\text{п. общ}} = k_{\text{п НК}}$, $k_{\text{п. вт}} = k_{\text{п НК}} - k_{\text{п АК}}$	
5	Оценка пористости и характера насыщения терригенного коллектора	См. п. 4	См. п. 3	Определяют $k_{\text{п АК}}$ (в %) для пластов по уравнению (VII.3) с учетом их глинистости и глубины залегания. $$k_{\text{п АК}} = \frac{\Delta t^* - 170 - C_{\text{гл}} \left(\Delta t^*_{\text{гл}} - 170\right)}{b \left(\Delta t^*_{\text{в}} - 170\right)} \times 100,$$ где $C_{\text{гл}}$, $\Delta t^*_{\text{гл}}$, b — см. п. 3, табл. VII.11, а также используют $k_{\text{п НК}}$ и $k_{\text{п ЭК}}$ для этих пластов с учетом указанных выше факторов литологического типа и минерализации порового флюида в радиусе исследования этих методов Если: 1) $k_{\text{п АК}} = k_{\text{п ЭК}} = k_{\text{п НК}}$, то пласт — водонасыщенный коллектор, $k_{\text{п. общ}} = k_{\text{п АК}}$; 2) $k_{\text{п АК}} = k_{\text{п НК}} > k_{\text{п ЭК}}$, пласт — нефтенасыщенный коллектор, $k_{\text{п. общ}} = 0{,}9 k_{\text{п АК}}$; 3) $k_{\text{п АК}} > k_{\text{п ЭК}} > k_{\text{п НК}}$, пласт — газонасыщенный коллектор, $k_{\text{п. общ}} = 0{,}8\, k_{\text{п АК}}$	Предполагается, что нефтенасыщенность оказывает влияние только на показания ЭК, газонасыщенность — на показания НК и ЭК В случае сложности учета влияния минерализации следует уточнить характер неравенств на основе эмпирических данных по результатам испытаний перспективных объектов Для повышения однозначности оценки характера насыщения пластов следует использовать данные по амплитудам продольных и поперечных волн (см. табл. VII.13)
6	Определение физико-механических модулей параметров горных пород	Значения v_P и v_S, полученные по данным АК, см. п.1	Значения плотности $\delta_{\text{п}}$, полученные по данным ПГГК либо кернометрии	Модуль Юнга $E = 2\delta v_P^2 (1 + \sigma_{\text{п}})$. Модуль объемной упругости $K = \delta v_P^2 - ({}^4/_3)\, \delta v_S^2$. Модуль сдвига $G = \delta v_S^2$. Коэффициент Пуассона $$\sigma_{\text{п}} = \frac{0{,}5\,(v_P/v_S)^2 - 1}{(v_P/v_S)^2 - 1}.$$ Коэффициент бокового распора $$k_P = \sigma_{\text{п}}/(1 - \sigma_{\text{п}})$$	По данным акустического каротажа оценивают только эффективные динамические модули горных пород

Таблица VII.12

Средние значения константы $\Delta t^*_{тв}$ для различных литологических типов пород и значения $\Delta t^*_в$ для разных глубин залегания пород

Порода	$\Delta t^*_{тв}$, мкс/м	Глубина залегания, км	$\Delta t^*_в$, мкс/м
Песчаники	170	1—2	640
Известняки	155	2—3	610
Доломиты	140	3	600

симально различающиеся по пористости: плотный (A_0, α_0) и высокопористый ($A_п$, $\alpha_п$) пласты. Значения амплитуд и коэффициентов затухания i-тых пластов нормируются в соответствии с выражениями

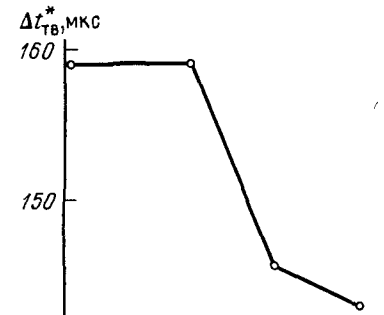


Рис. VII.13. Зависимость $\Delta t^*_{тв}$ от степени доломитизации $C_д$ известняков (по В. И. Ищенко)

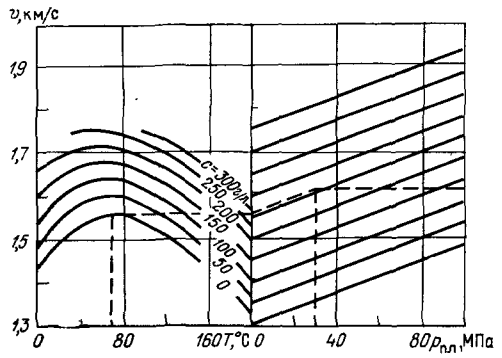


Рис. VII.14. Палетка для определения зависимости скорости распространения волн P в воде с различной минерализацией C от температуры T (в °С) и пластового давления $p_{пл}$ (сплошные линии) и пример ее использования при $C=0$, $T=75$ °С, $p_{пл}=30$ МПа (пунктир)

$$\bar{A}_i = \frac{A_i - A_п}{A_0 - A_п}, \quad \bar{\alpha}_i = \frac{\alpha_i - \alpha_0}{\alpha_п - \alpha_0}.$$

При слабом различии значений амплитуд и коэффициентов затухания в плотных и пористых опорных пластах

$$\bar{A}_i = A_i/A_0, \quad \bar{\alpha}_i = \alpha_i/\alpha_п.$$

§ 30. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ С РЕГИСТРАЦИЕЙ ПОЛНОЙ ВОЛНОВОЙ КАРТИНЫ И ФАЗОКОРРЕЛЯЦИОННОЙ ДИАГРАММЫ

Данные модификации АК предназначены для получения количественной информации о кинематических характеристиках (временах вступления и частотах) *продольных, поперечных, поверхностных* и других типов волн путем регистрации *фазокорреляционной диаграммы* (ФКД) и полной волновой картины (ВК) (см. § 24). ФКД позволяют получать так называемые акустические образы горных пород, а также ориентировочную информацию об амплитудах основных типов волн. Диаграммы регистрируются с помощью специальных приставок-индикаторов (типа ИФКД-1) к серийной акустической аппаратуре. Регистрация ФКД осуществляется в стандартном масштабе глубин с экрана электронно-лучевой трубки ИФКД-1 на оптический носитель (фотобумагу) при непрерывном перемещении прибора в скважине.

Яркость линий на оптическом носителе пропорциональна кратности накопления информации n:

$$n = fd \frac{1}{\sqrt{(\Delta z)^2 + (\Delta y)^2}}; \quad \Delta z = v_к n_з;$$

$$\Delta y = v_{гр} \frac{l}{\Delta v},$$

где f — частота посылки импульсов в Гц; d — диаметр изображения светового пятна на фотоносителе в мм; Δz и Δy — смещения *изображения* в мм, светового пятна по вертикали и по горизонтали за период между посылкой импульсов; $v_к$ и $v_{гр}$ — скорости каротажа и горизонтальной развертки осциллографа в мм/с; $n_з$ — масштаб записи по глубине; Δv — изменение скорости распространения регистрируемой фазы волны в м/с.

ФКД обладают существенным преимуществом перед аналоговыми кривыми (t_1, t_2, Δt), так как позволяют выделять полезный сигнал на фоне случайных нерегулярных помех.

ВК предназначены для получения количественной информации о кинематических и динамических характеристиках всех типов волн для фиксированных точек разреза (см. § 24) и регистрируются на оптический носитель с помощью при-

Таблица VII.13

Использование методов АК—$\alpha_р$ и АК—α_S для изучения разрезов скважин

Задача	Исходные данные	Дополнительные данные	Алгоритмы решения задачи	Примечание
Выявление коллекторов с вторичной пористостью	Нормированные значения $\bar{A}_р$, $\bar{A}_S$, $\bar{\alpha}_р$, и $\bar{\alpha}_S$ по пластам	Значения ГК, ПС, КС, кавернограмма, микрокаротажа против пластов	Исключают глинистые пласты по данным ГК, ПС и кавернограмма; исключают зоны тонкого переслаивания пластов по данным микрокаротажа, исключают газонасыщенные пласты по данным ЭК и НГК Трещинный коллектор характеризуется высокими относительно плотных пластов показаниями $\bar{\alpha}_S$ и низкими показаниями $\bar{A}_S$ при средних показаниях $\bar{\alpha}_р$ и $\bar{A}_р$. Трещинно-кавернозный коллектор характеризуется высокими показаниями $\bar{\alpha}_S$ и $\bar{\alpha}_р$ и низкими показаниями $\bar{A}_S$ и $\bar{A}_р$	Однозначное разделение коллекторов со вторичной пористостью возможно только с привлечением ФКД и ВК (см. рис. VII.15)
Определение характера насыщения пластов при: а) оценке первоначального положения ВНК, ГЖК	То же	То же	Исключают глинистые пласты по данным ГК, ПС и кавернограмма; исключают зоны тонкого переслаивания пропластков по данным микрокаротажа; исключают трещинные и трещинно-кавернозные зоны пластов по данным ФКД и ВК (см. рис. VII.15) Водонасыщенная часть пласта отмечается высокими показаниями $\bar{A}_р$ и $\bar{\alpha}_S$ и низкими $\bar{A}_р$ и $\bar{\alpha}_р$, причем $\bar{\alpha}_{рв} < \bar{\alpha}_{рн} < \bar{\alpha}_{рг}$ и $\bar{\alpha}_{Sв} > \bar{\alpha}_{Sн} > \bar{\alpha}_{Sг}$ Различие параметров между водо- и нефтенасыщенными интервалами 40—200 %; между нефтегазонасыщенными 150—300 %, между водо- и газонасыщенными 200—600 % Исключают участки некачественного цементирования скважин по данным ФКД и ВК; сопоставляют повторные показания $\bar{A}_р$, $\bar{A}_S$, $\bar{\alpha}_р$, $\bar{\alpha}_S$ в исследуемом пласте. В интервале прорыва воды в нефтеносный пласт показания $\bar{A}_р$ и $\bar{\alpha}_S$ возрастают, а показания $\bar{A}_S$ и $\bar{\alpha}_р$ уменьшаются	Различие водо-, нефте- и газонасыщенных частей пласта практически не зависит от минерализации содержащихся в пласте вод. Различие водо- и нефтенасыщенных пластов возрастает для нефтей с ростом газового фактора нефти
б) контроле текущего положения ВНК или ГЖК, а также выявление прорывов нагнетаемых в продуктивные пласты вод	Результаты повторных измерений $A_р$, A_S, α_S, $\alpha_р$, нормированные по опорным пластам	Данные цементометрии (АК, ГГК)		Измерения выполняются в обсаженных зацементированных неперфорированных скважинах

Таблица VII.14

Формулы для определения параметров ВК акустического каротажа с помощью ЭВМ

Способ обработки	Параметр	Расчетная формула
Временной	Интервальное время пробега	$\Delta t_{j,\,k} = t_j - t_k$
	Интервальная скорость пробега	$v_{\text{инт}\,j,\,k} = \dfrac{\Delta l_{j,\,k}}{\Delta t_{j,\,k}}$
	Коэффициент затухания	$\alpha = \dfrac{1}{\Delta l_{j,\,k}} \ln \dfrac{A_j}{A_k}$
	Положение на оси времен центра тяжести волнового пакета волны заданного типа	$t_j = \dfrac{\int_{t_0}^{\infty} t f^2(t)\,dt}{\int_{t_0}^{\infty} f_2(t)\,dt}$, где t_0 — момент излучения зондирующего акустического импульса; j, k — индексы приемных каналов
	Длительность сигнала	$t_c = \dfrac{\left[\int_{t_0}^{\infty} \lvert f(t)\rvert\,dt\right]^2}{\int_{t_0}^{\infty} [f(t)]^2\,dt}$
	Площадь сигнала	$S_c = \int_{t_0}^{\infty} \lvert f(t)\rvert\,dt$
	Энергия сигнала	$E_c = \int_{t_0}^{\infty} [f(t)]^2\,dt$
	Среднее значение сигнала	$U_{\text{ср}\,\tau} = \dfrac{\int_{t_0}^{t_0+\tau} f(t)\,dt}{\tau}$
	Пиковое значение сигнала	$A_t = \max \lvert f(t)\rvert$
	Импульсная переходная характеристика сигнала	$J_{j,\,k}(t) = \dfrac{1}{\pi}\int_0^{\infty} k_{j,\,k}(\omega)\, e^{i\omega t} d\omega$
Частотный	Групповое интервальное время	$\Delta t(\omega) = \dfrac{d\left[\arg \dot{S}_k(\omega) - \arg \dot{S}_i(\omega)\right]}{d\omega}$
	Фазовое интервальное время	$\Delta t\Phi(\omega) = \dfrac{\arg \dot{S}_k(\omega) - \arg \dot{S}_j(\omega)}{\omega}$
	Коэффициент затухания	$\alpha_\omega = \dfrac{1}{\Delta l} \ln \dfrac{\lvert \dot{S}_j\omega\rvert}{\lvert \dot{S}_k(\omega)\rvert}$
	Модуль коэффициента передачи	$\lvert \Phi(\omega)\rvert = -\dfrac{\lvert S_k(\omega)\rvert}{\lvert \dot{S}_j(\omega)\rvert}$
	Аргумент коэффициента передачи	$\Delta\varphi_{\text{п}\,j,\,k} = \arg \dot{S}_k(\omega) - \arg \dot{S}_j(\omega)$

Продолжение табл. VII.14

Способ обработки	Параметр	Расчетная формула
	Пиковое значение спектра	$A_\omega = \max \omega \lvert \dot{S}(\omega)\rvert$
	Площадь спектра	$S_\omega = \dfrac{1}{2\pi}\int_0^{\infty} \lvert \dot{S}(\omega)\rvert d\omega$
	Энергия спектра	$E_\omega = \dfrac{1}{2\pi}\int_0^{\infty} \lvert \dot{S}(\omega)^2\rvert d\omega$
Корреляционный	Коэффициент затухания	$\alpha = \dfrac{\max_\tau R_{11}(\tau) - \max_\tau R_{12}(\tau)}{\max_\tau R_{11}(\tau)}$
	Интегральный интервал корреляции	$\tau_{\text{инт}} = \dfrac{1}{\sigma^2}\int_0^{\infty} A(\tau)\,dt$, где $A(\tau)$ — огибающая корреляционной функции R_τ
	Коэффициент когерентности сигналов	$k_{\text{ког}}^{1,\,2} = \dfrac{\max_{0\leqslant\tau\leqslant\infty} R_{12}(\tau)}{\sigma_1\sigma_2}$
	Временной сдвиг максимумов огибающих функций взаимной корреляции сигналов	$\Delta t = \max A_2(\tau) - \max A_1(\tau)$

ставки типа АКР-1 или на магнитный носитель с помощью аналоговых или цифровых магнитофонов. ВК используют также для полной обработки сигнала АК по кинематическим и динамическим параметрам на ЭВМ в связи с появившейся возможностью цифровой регистрации сигналов АК с записью их на магнитном носителе непосредственно в процессе работ на скважине.

Обработка материалов предусматривает три этапа: 1) обнаружение и идентификацию на ФКД и ВК отдельных типов P, S, L и видов (головные, отраженные и т. д.) волн с учетом априорных сведений о механизме распространения и принципах выделения их (§ 26); 2) оценку кинематических и динамических параметров волн этих типов с использованием спектрального, временного или корреляционного анализа ВК; 3) включение полученных данных в интерпретационные алгоритмы применительно к решению задач разведочной и промысловой геофизики.

На записях ФКД и ВК в зависимости от соотношения скоростей распространения поперечных волн в горной породе и в жидкости, заполняющей скважину, могут быть выделены волны либо всех названных типов (при $v_{S_1}/v_{\text{ж}1}$), либо только продольные и поверхностные волны (при $v_{S_1}/v_{\text{ж}} \leqslant 1$). При выделении волн на ФКД и ВК необходимо руководствоваться следующими правилами.

Необсаженная скважина

Продольная волна, распространяющаяся с максимальной скоростью, приходит первой к приемному преобразователю; поэтому на ВК и ФКД ее выделяют по первым вступлениям акустического сигнала.

Поперечная волна приходит к преобразователю, как правило, во временном интервале $t_{S_1} \geqslant (1{,}7 \div 2{,}2) t_{P_{1,2}}$. Применение ФКД позволяет более уверенно выделять поперечные волны на фоне продольных по фазокорреляционному признаку. Суть этого признака состоит в том, что на границах пород, в которых скорости распространения волн различны, наклоны линий фазовой корреляции волн отдельных типов ввиду разницы скоростей различны; при этом чем меньше скорость волны, тем больше угол наклона ее фазовых линий (см. табл. VII. 5).

Поверхностные трубные волны выделяют на записях ВК и ФКД на временах, со

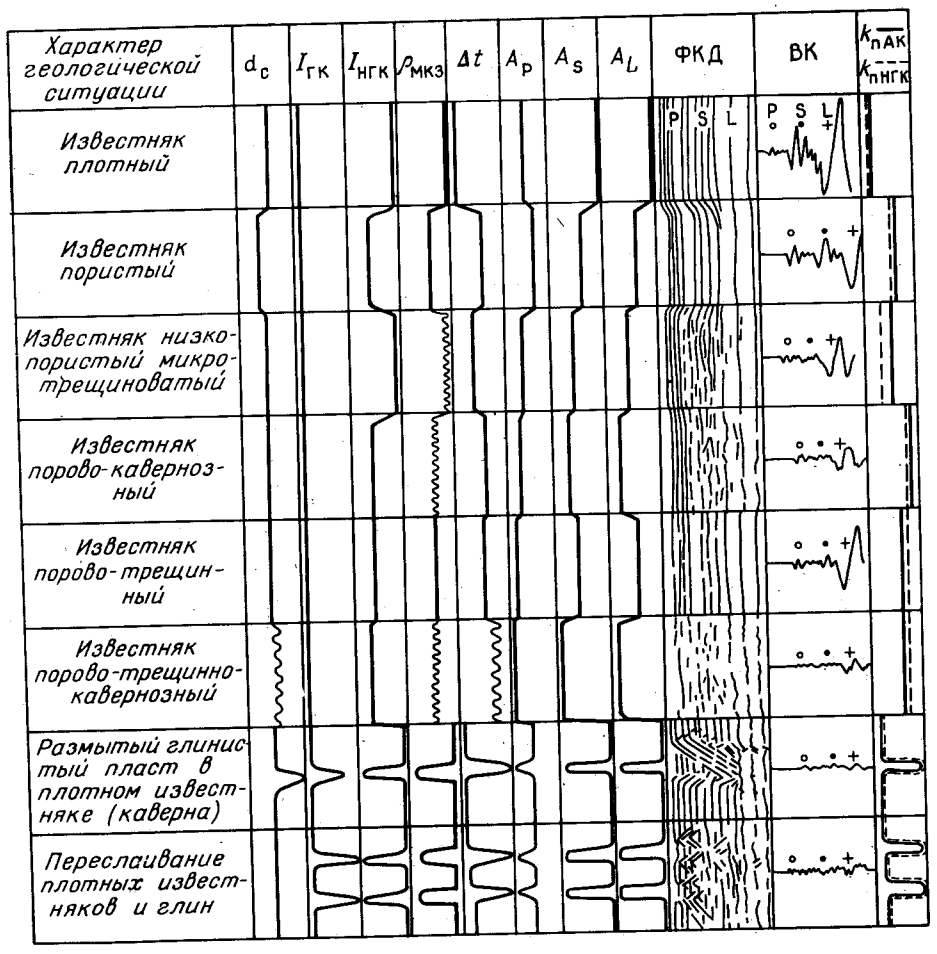


Рис. VII.15. Интерпретационная схема для выделения карбонатных коллекторов отбраковкой мешающих факторов. Термин пористый обозначает первичнопоровый (иначе межзерновой или гранулярный тип пористости, по И. П. Дзебаню)

ответствующих приходу прямой волны по жидкости, заполняющей скважину (см. табл. VII. 5). Трубным волнам на волновых картинах и фазокорреляционных диаграммах, как правило, соответствуют минимальные частоты и максимальные амплитуды в волновом пакете.

Волны, отраженные от границ пластов и других неоднородностей в прискважинной зоне (например, от трещин и разломов), на ФКД выделяют по обрывкам линий фазовой корреляции, секущих основные линии под различными углами. На ВК отраженные волны легко выделяются при сопоставлении нескольких кадров, зарегистрированных в пределах однородного пласта; при этом характеристики основных типов волн не меняются, а у отраженных волн увеличивается амплитуда и уменьшается время пробега на ВК, снятых ближе к границе пласта.

Обсаженная скважина

Правила выделения волн при жестком контакте на границах цемент—колонна и цемент—порода остаются теми же, что и в открытой скважине.

Волна по колонне в первых вступлениях на ВК и ФКД при скользящих контактах на границе цемента с колонной или отсутствии цемента в затрубном пространстве и во всем интервале скользящего контакта характеризуется постоянством скорости распространения (за исключением муфтовых соединений, где скорость этой волны понижается) и преобладающей частотой, которая выше или равна частоте PPP-волны и всегда ниже частоты PSP-волны. На ФКД волна по колонне характеризуется 5—10 линиями фазовой корреляции, параллельными маркам времени (см. табл. VII.5). Амплитуда волны по

Таблица VII.15

Области применения каротажа, основанного на методе отраженных волн (МОВ) — $АК_{ОВ}$

Вид исследований	Реализация МОВ	Форма представления информации	Искомый параметр	Решаемые задачи
Кавернометрия, профилеметрия скважин и полостей (каверн)	АК по времени вступления отраженного сигнала	Запись в масштабе профиля горизонтального или вертикального сечения скважины или полости (каверны)	Расстояние до стенки скважины и полости (каверны)	Оценка геометрии скважин и полостей (каверн)
Акустическое телевидение	АК по амплитуде отраженного сигнала	Засветка носителя информации с модуляцией по яркости	Коэффициент отражения от границы раздела сред	Оценка волнового сопротивления, кавернозности и т. д. необсаженной скважины и технического состояния обсаженной скважины
Исследование прискважинной зоны	АК по амплитуде сигнала отраженных волн	Волновая картина, фазокорреляционная диаграмма	Неоднородности на границе раздела сред	Оценка геометрии, технического состояния и свойств геологических формаций
	АК по реверберации	Огибающая процесса послезвучания скважины	Волновое сопротивление среды	Определение свойств среды и технического состояния обсаженных скважин
	АК по импедансу	Диаграммы компонент импеданса или связанных с ними характеристик колебаний	Волновое сопротивление среды	Определение свойств среды и технического состояния обсаженных скважин

Примечание. Скважинные зонды во всех видах исследований, кроме исследований в полостях (кавернах), центрируются относительно стенок скважины.

колонне зависит от жесткости контакта между цементом и колонной и может являться признаком для выделения этой волны только в интервале совершенно свободной колонны. Преобладающая частота радиальных колебаний свободной колонны определяется ее диаметром и для $d_к$=214 мм составляет 12,5 кГц.

Если колонна в нескольких точках имеет жесткий контакт с цементом, волна по ней отличается от волн по породе более высокой частотой, а также постоянством скорости (при изменяющейся скорости распространения волн по породе).

В случае жесткого контакта цемента с колонной и скользящего — с породой выделение волн по породе возможно только путем сопоставления ВК и ФКД с данными стандартного комплекса геофизических методов исследования скважин или с кривыми АК, полученными до спуска в скважину обсадной колонны.

При скользящих контактах на границах цемент—колонна и цемент—порода кроме волны по колонне, распространяющейся со скоростью 5,2 км/с, может быть зарегистрирована волна по цементному камню (≈3,0 км/с); разделение этих волн возможно только путем их частотной селекции.

Выделение полезных волн на фоне волнпомех осуществляют путем комплексного изучения ВК и ФКД, полученных при использовании фильтров высоких и низких частот, а также различных усилениях регистрируемого сигнала.

Обработку ВК проводят по первым вступлениям и амплитудам волн изучаемых типов с последующей оценкой их скорости и поглощения. Применение ЭВМ

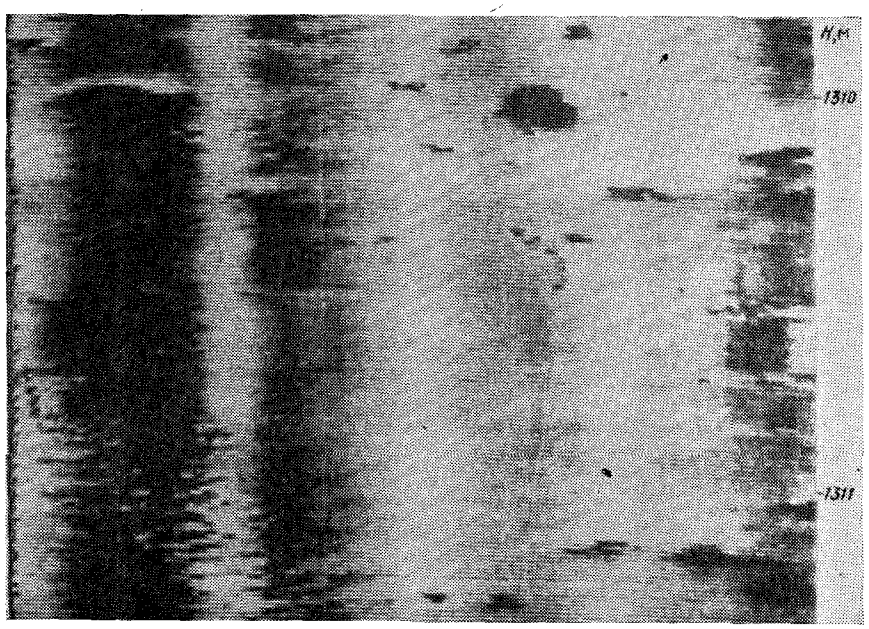


Рис. VII.16. Изображение стенки скважины, полученное с помощью акустического телевизора САТ-1

позволяет существенно повысить информационный уровень ВК за счет возможности оценки ряда спектральных и корреляционных характеристик акустических сигналов. Алгоритмы их определения приведены в табл. VII.14.

Комплексный анализ результатов обработки ВК и ФКД применяется в основном при выявлении и изучении коллекторов со вторичным типом пористости (трещиноватых, кавернозных, трещинно-кавернозных и т. д., рис. VII.15.)

В плотных высокоскоростных породах ($v_P \gtrsim 4000$ м/с) амплитуда волны S обычно в 5—10 раз больше амплитуды волны P, а соотношение частот $f_P/f_S = 1{,}2 \div 1{,}5$ (см. табл. VII.5). Если в этих породах имеются микротрещины, в зависимости от раскрытости и густоты последних амплитуда волны S резко уменьшается вплоть до полного исчезновения волны этого типа (см. рис. VII.8). При незначительной микротрещиноватости на волновых картинах волна S отмечается пониженными амплитудами ($A_S/A_P < 5$) и соотношением частот $f_P/f_S = 1{,}3$.

§ 31. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ НА ОТРАЖЕННЫХ ВОЛНАХ

АК на отраженных волнах (табл. VII.15) основан на возбуждении упругих волн высокой частоты и регистрации кинематических и динамических характеристик акустических сигналов, отраженных от стенок скважины. Он может осуществляться как в импульсном, так и в стационарном режимах излучения акустической энергии. Метод включает следующие основные модификации (см. табл. VII.15): по времени прихода отраженной волны ($АК_{t_0}$); АК по амплитуде отраженной волны ($АК_{A_0}$); АК по времени реверберации отраженного сигнала.

На рис. VII.16 показано отображение стенки скважины, полученное путем кругового сканирования ее акустическим сигналом, который возбуждается излучателем зонда при его спуске или подъеме. В табл. VII.15 приведены основные области применения АК на отраженных волнах.

Глава VIII
ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Газовым каротажем называется комплекс исследований бурящихся скважин, включающий определение количества и состава газа, попавшего в промывочную жидкость (ПЖ) при разбуривании пласта (газовый каротаж в процессе бурения), измерение параметров, характеризующих режим бурения скважины (механический

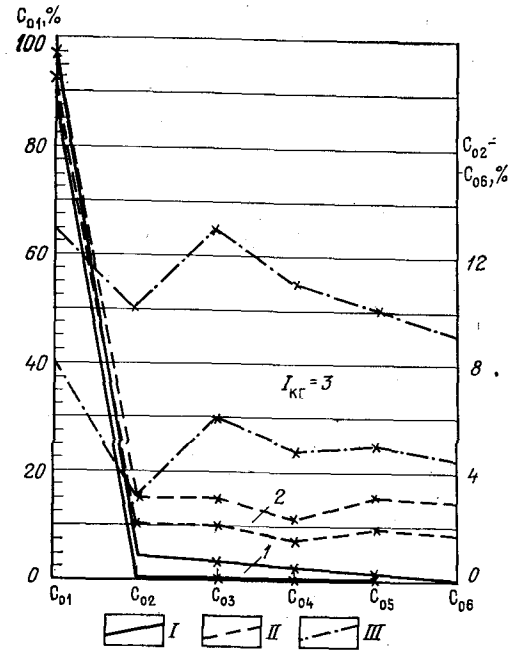


Рис. VIII.1. Палетка раздельного анализа газа (РАГ).

Границы зон со значениями $I_{кг}$: I—1, II—2, III—3

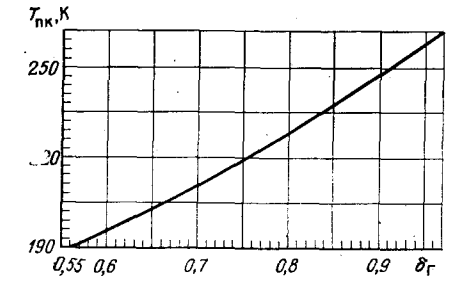


Рис. VIII.2. График для определения псевдокритической температуры газа $T_{пк} = f(\delta_г)$

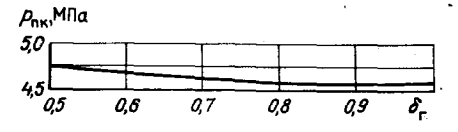


Рис. VIII.3. График для определения псевдокритического давления газа $p_{пк} = f(\delta_г)$

каротаж), отбор и исследование шлама, а также определение количества и состава газа, попавшего в ПЖ при простоях скважины (газовый каротаж после бурения).

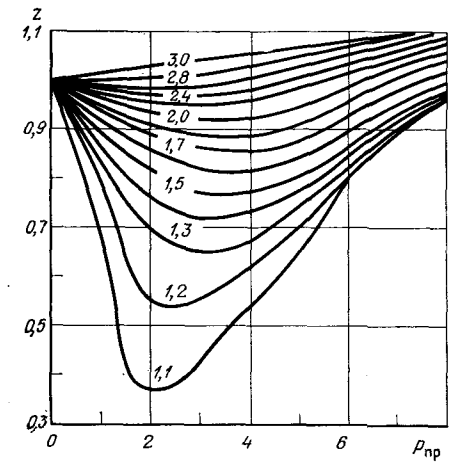


Рис. VIII.4. Палетка Брауна для определения коэффициента сжимаемости газа $z = f(T_{пр}, p_{пр})$.

Шифр кривых—$T_{пр}$

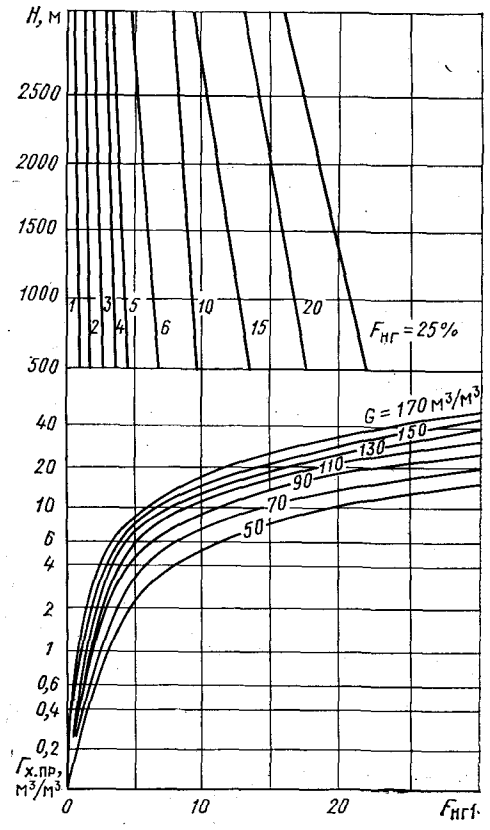


Рис. VIII.5. Палетка для определения остаточного кажущегося нефтегазосодержания пласта $F_{нг}$ при известном газовом факторе нефти $F_{нг} = f(\Gamma_{х.пр}, G, H)$.

$F_{нг1}$ — величина $F_{нг}$ при $B_н = 1$, $F_{нг1} = 10^2\, \Gamma_{х.пр}/G$

Таблица VIII.1

Параметры, измеряемые или используемые при проведении газового каротажа и интерпретации его результатов

Параметры	Физическая сущность	Зависимость, по которой определяется величина параметра, и дополнительные сведения
Суммарные газопоказания $Г_{сум}$, %	Объемное суммарное содержание УВ в ГВС, полученной при дегазации ПЖ*	Первичный параметр
Амплитуда пика n-го УВ A_n, мм	Амплитуда пика, соответствующего n-му УВ на хроматограмме	Первичный параметр
Площадь F_n пика n-го УВ, мм·с	Площадь пика, соответствующего n-му УВ на хроматограмме	$Fn=0{,}5A_nt_n$, где t_n — время выделения n-го УВ (ширина полосы) в с
Абсолютная концентрация n-го УВ, %	Объемное содержание n-го УВ в ГВС	$C_{an}=k_{чn}A_n$ или $C_{an}=F_n/N_n$, (VIII.1) где $k_{чn}$ — коэффициент чувствительности хроматографа n-му УВ в %/мм; N_n — чувствительность хроматографа к n-му УВ в см·с/%
Относительная концентрация n-го УВ C_{on}, %	Относительное объемное содержание n-го УВ в ГВС	$C_{on}=10^2\dfrac{C_{an}}{\sum_{n=1}^{n=m}C_{an}}$ (VIII.2) где m — число анализируемых УВ (обычно $m=6$)
Сумма УВ ΣC_{an}, %	Суммарное объемное содержание УВ и ГВС	Определяется обозначением
Абсолютная концентрация n-го УВ по ТВД $C_{an}т$, %	Объемное содержание n-го УВ в газовой смеси (ГС), полученной при термовакуумной дегазации (ТВД) пробы ПЖ	Первичный параметр
Относительная концентрация n-го УВ по ТВД $C_{on}т$, %	Относительное объемное содержание n-го УВ в ГС, полученной при ТВД пробы ПЖ	$C_{on\text{т}}=10^2\dfrac{C_{an\text{т}}}{\sum_{n=1}^{n=m}C_{an\text{т}}}$
Газонасыщенность ПЖ q, см³/л	Объемное содержание УВ в ПЖ	$q=10^{-2}\dfrac{V_г}{V_ж}\sum_{n=1}^{n=m}C_{an\text{т}}$, (VIII. 3) где $V_г$ — объем ГС в см³, извлеченной при ТВД из пробы ПЖ объемом $V_ж$ в л
Насыщенность ПЖ n-ым УВ q_n, см³/л	Объемное содержание n-го УВ в ПЖ	$q_n=10^{-2}\dfrac{V_г}{V_ж}C_{an\text{т}}$
Глубина H, м	Глубина забоя скважины в момент измерения величины газокаротажного параметра	Первичный параметр
Отставание по объему V_c, м³	Объем ПЖ, эвакуированной из скважины за время $t_{от}$ перемещения порции ПЖ от забоя до устья скважины	Определяется экспериментально через каждые 100—200 м углубления скважины
Отставание по глубине	Углубление скважины за время $t_{от}$ эвакуации из скважины объема ПЖ, равного V_c	$\Delta H=16{,}6\dfrac{V_c}{Q_{вых}T_1}$ где $Q_{вых}$ — в л/с; T_1 — в мин/м (см. табл. VIII.2)
Исправленная глубина $H_и$, м	Глубина точки разреза скважины, к которой относится измеренное значение газокаротажного параметра	$H_и=H-16{,}6\dfrac{V_c}{Q_{вых}T_1}$
Приведенные газопоказания по результатам суммарного анализа $Г_{пр}$, м³/м³	Приведенный к нормальным условиям объем (по результатам суммарного анализа) газов, содержащихся в единице объема вскрытой скважиной части пласта	$Г_{пр}=10^{-3}k_дГ_{сум}E$, (VIII.4) где $k_д$ — суммарный коэффициент дегазации, определенный по калибровке станции на буровой, в см³/(л·%); E — в м³/м³ (см. табл. VIII.2)
Приведенные газопоказания по результатам компонентного анализа $Г_{х.пр}$, м³/м³	Приведенный к нормальным условиям объем УВ, который содержится в единице объема вскрытой скважиной части пласта	$Г_{х.\,пр}=10^{-3}\dfrac{h_{га}}{h_{эф}}E_{ср}\times\Sigma k_{хдn}(C_{an\,ср}-C_{an\,ф})$**, (VIII.5) где $h_{га}$ — мощность газовой аномалии в м; $h_{эф}$ — эффективная мощность пласта по промыслово-геофизическим данным в м; $E_{ср}$ — средняя величина E на интервале $h_{га}$ в м³/м³; $k_{хдn}$ — покомпонентные коэффициенты дегазации, определяемые при калибровке станции на буровой в см³/(л·%); $C_{an\,ср}$ — средние значения C_{an} на интервале $h_{га}$ в %; $C_{an\,ф}$ — фоновые значения C_{an} на вышележащем интервале в %
Флюидный коэффициент C_{nm}, доли	Коэффициент, показывающий отношение объемных содержаний n-го (с большими величинами C_{an}) и m-го (с малыми величинами C_{am}) УВ в ГВС	$C_{nm}=C_{an}/C_{am}$ (VIII.6)
Индекс компонентного состава газа в пласте $I_{кг}$, усл. ед.	Индекс, разделяющий исследуемые пласты на газосодержащие (газо- и водоносные с растворенным газом), нефтегазосодержащие (нефтегазоносные и водоносные с растворенным газом и остаточной нефтью) и нефтесодержащие (нефтеносные и водоносные с остаточной нефтью), а нефтесодержащие пласты с низким газовым фактором нефти — на нефтеносные и водоносные	Определяется путем сравнения величин C_{on}, измеренных против исследуемого пласта, с граничными значениями этих величин для типовых залежей данного района, нанесенными на палетках раздельного анализа газа (РАГ), составленных для конкретного района (рис. VIII.1)
Остаточное кажущееся газосодержание пласта $F_г$, %	Суммарный объем УВ, содержащихся в пластовых условиях в единице объема вскрытой скважиной части пласта, — параметр, по величине которого разделяют га-	$F_г=0{,}037Г_{х.\,пр}\dfrac{zT}{p_{пл}}$, (VIII.7) где T — температура пласта в К; $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа; z — коэффициент сжимаемости газа, зависящий от относительной (по воздуху)

Продолжение табл. VIII.1

Параметры	Физическая сущность	Зависимость, по которой определяется величина параметра, и дополнительные сведения
	зосодержащие пласты на газоносные и водоносные	плотности газа $\delta_г$, T и $p_{пл}$. При построении палетки $F_г=f(H)$ для данного района через каждые 100 м глубины скважины рассчитывают приведенные температуру $T_{пр}$ и давление $p_{пр}$: $T_{пр}=T/T_{пк}$; $p_{пр}=p_{пл}/p_{пк}$, где $T_{пк}$ и $p_{пк}$ — псевдокритические температура в К и давление в МПа, определяемые для данного $\delta_г$ по графикам (рис. VIII.2 и VIII.3). Используя палетку Брауна (рис. VIII.4), по величинам $p_{пр}$ и $T_{пр}$ определяют z; затем для каждой точки находят значение члена $zT/p_{пл}$ в (VIII.7) и строят палетки $F_г$ в виде кривых с шифром $F_г$ в % в прямоугольных координатах $Г_{х.пр}$ в м³/м³ и H в м
Остаточное кажущееся нефтегазосодержание пласта $F_{нг}$, %	Суммарный объем нефти с растворенными в ней УВ, содержащейся в пластовых условиях в единице объема вскрытой скважиной части пласта, — параметр, по величине которого нефтегазосодержащие и нефтесодержащие пласты с высоким и средним газовым фактором нефти подразделяют на продуктивные (нефтегазоносные и нефтеносные) и водоносные	$F_{нг}=10^2 Г_{х.пр}\frac{B_н}{G}$, (VIII.8) где $B_н$ — коэффициент увеличения объема нефти от растворения в ней газа в пластовых условиях, рассчитывается по приближенной формуле Арпса $B_н=1{,}05+1{,}66\cdot10^{-4}H$, H — в м; G — газовый фактор нефти (приведенный к нормальным условиям объем УВ, содержащихся в единице объема нефти) в м³/м³. Для пластов с известным G с учетом последнего выражения $F_{нг}$ рассчитывают по формуле $F_{нг}=(105+0{,}017H)\frac{Г_{х.пр}}{G}$ (VIII.9) или находят по универсальной (пригодной для любого района) палетке (рис. VIII.5). Для пластов с неизвестным G используют приближенную формулу Арпса $G=H/16{,}8$ (где H в м) и определяют $F_{нг}$ по формуле $F_{нг}=Г_{х.пр}(1760/H+0{,}28)$ (VIII.10) или по универсальной палетке (рис. VIII.6)

* При измерении термохимическим детектором объемное суммарное содержание любых горючих газов; при измерении катарометром (детектором по теплопроводности) — объемное суммарное содержание всех газов, теплопроводность которых при температуре анализа отличается от теплопроводности воздуха.

** При использовании покомпонентных коэффициентов извлечения $k_{ип}$ вместо покомпонентных коэффициентов дегазации $k_{хдп}$ в формуле (VIII.5) коэффициент 10^{-3} заменяется коэффициентом 10^{-2}.

§ 32. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Газовый каротаж в процессе бурения (или просто газовый каротаж) включает дегазацию части ПЖ в желобе буровой и анализ полученной газовоздушной смеси (ГВС) на суммарное (суммарный газовый каротаж) и покомпонентное (компонентный газовый каротаж) содержание углеводородных газов (УВ). В результате полностью или частично определяется комплекс параметров, приведенных в табл. VIII.1.

Измерение и регистрация параметров производятся дискретно в функции исправленных глубин. При суммарном газовом каротаже измеряются $Г_{сум}$ и $Г_{пр}$, которые регистрируются с заданным постоянным шагом квантования по глубинам $\Delta_г$. При компонентном газовом каротаже измеряются или определяются величины A_n, F_n, C_{an}, ΣC_{an}, C_{on}, C^*_{nm}, $Г_{х.пр}$, $I_{кг}$, $F_г$ и $F_{нг}$ (см. табл. VIII.1), которые регистрируются с переменным автоматически изменяющимся в зависимости от скорости бурения скважины шагом квантования по глубинам $\Delta_{гх}=a\Delta_г$, где a — число сигналов $H_и$ с шагом $\Delta_г$, поступивших за время $t_ц$ одного цикла анализа.

О параметрах пласта, вскрытого скважиной, судят по составу и количеству газа, перешедшего в ПЖ при разбуривании пласта. На связь измеряемых параметров с параметрами пласта влияют следующие факторы:

1) опережающая долото вертикальная фильтрация (инфильтрация) ПЖ в пласт; характеризуется коэффициентами опережающей фильтрации для газосодержащего $k_{офг}$ и для не фтегазосодержащего $k_{офн}$ пластов, показывающими уменьшение объема пластового флюида в разбуриваемой части пласта, в долях; в зависимости от геолого-технических условий $k_{офг}$ изменяется в пределах 0,05—0,6, а $k_{офн}$ — в пределах 0,8—0,95; способы измерения или определения $k_{офг}$ и $k_{офн}$ не разработаны;

2) первоначальная газонасыщенность ПЖ—содержание УВ в ПЖ, закачиваемой в скважину, может быть учтена путем определения фоновых значений $C_{anф}$ и оперирования при дальнейших расчетах вместо величин C_{an} их приращениями $\Delta C_{an}=C_{an}-C_{anф}$ (VIII.5) (см. табл. VIII.1);

3) разбавление УВ в ПЖ — изменение концентраций УВ в ПЖ на забое скважины в зависимости от режима бурения; учитывается с помощью коэффициента разбавления E в м³/м³ (объем ПЖ, эвакуированной из скважины, который приходится на единицу объема выбуренной породы):

$$E=0{,}77\cdot10^3\frac{1}{d^2}Q_{вых}T_1,$$

где d — номинальный диаметр скважины в см; $Q_{вых}$ — в л/с; T_1 — в мин/м (табл. VIII.2); в зависимости от геолого-технических условий E изменяется в пределах 50—4000 м³/м³;

4) переход от пластовых условий к нормальным — переход от объема газа или нефти в единице объема ПЖ на забое к объему газа на устье скважины; учитывается путем ввода члена $z\cdot T/p_{пл}$ в формулу (VIII.7) и членов $B_н/G$, $(105+0{,}017H)/G$ и $1760/H+0{,}28$ соответственно в формулы (VIII.8)—(VIII.10)*;

5) затухание газовой аномалии — уменьшение амплитуды и увеличение мощности газовой аномалии при перемещении порции ПЖ от забоя до устья скважины; учитывается с помощью коэффициента затухания $k_з=h_{гэ}/h_{эф}$ [см. (VIII.5) в табл. VIII.1];

6) послевлияние газосодержащего пласта — газообогащение порции ПЖ против необсаженного вышележащего газосодержащего пласта при перерывах циркуляции ПЖ — увеличение газонасыщенности ПЖ $q_{пв}$: так как $q_{пв}$ невелика, при количественной интерпретации данных газового каротажа в процессе бурения она не учитывается; однако это может привести к появлению ложной аномалии, которая исключается при проведении комплексного газового каротажа (газового каротажа в процессе и после бурения) путем проверки природы газовой аномалии по наличию аномалий на диаграммах $Г_{сум}$;

7) газосодержание шлама — наличие газа в шламе на устье скважины; может учитываться путем измерения газосодержания шлама $Г_ш$ при его дегазации; обыч-

* Здесь и в дальнейшем параметры, характеризующие содержание в смеси газов предельных УВ типа C_nH_{2n+2}, имеют соответствующее обозначение с индексом n по числу атомов углерода.

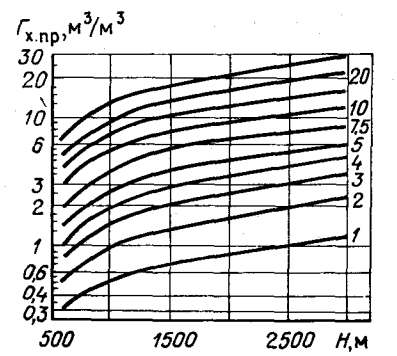


Рис. VIII.6. Палетка для определения остаточного кажущегося нефтегазосодержания пласта $F_{нг}$ при неизвестном газовом факторе нефти $F_{нг}=f(Г_{х.пр}, H)$.
Шифр кривых — $F_{нг}$, %

* Формулы (VIII. 9) и (VIII. 10) справедливы только для нефтегазосодержащих и нефтесодержащих пластов с высоким и средним газовыми факторами нефти.

Таблица VIII.2

Параметры, характеризующие режим бурения скважины и измеряемые при газовом каротаже

Параметр	Характеристика	Зависимость, по которой определяется величина параметра, и дополнительные сведения
Скорость бурения $v_б$, м/ч	Скорость чистого бурения (когда долото находится на забое скважины)	Первичный параметр
Продолжительность бурения T_1, мин/м	Продолжительность бурения 1 м скважины — величина, обратная $v_б$	$$T_1 = \frac{1}{\Delta_г} m_T \Delta t_\Delta,$$ где $\Delta_г$ — в м; m_T — число сигналов времени Δt_Δ, поступивших за интервал времени между двумя смежными сигналами H с шагом $\Delta_г$; $\Delta t_\Delta = \Delta_г \Delta t_н$, $\Delta t_н$ — номинальные сигналы времени, при которых в случае $\Delta_г = 1$ м величина T_1 регистрируется в заданном масштабе n мин/(м·см)
Расход ПЖ на выходе скважины $Q_{вых}$, л/с	Расход (объемная скорость) ПЖ, эвакуируемой из скважины	$$Q_{вых} = \frac{1}{t_Q} m_Q \Delta V_{ж1},$$ где m_Q — число сигналов объема ПЖ, эвакуированной из скважины, $\Delta V_{ж1}$ в л, поступивших в течение интервала времени t_Q, задаваемого таймером в с; иногда измеряется высота уровня ПЖ в мернике $h_м$ и по ней определяется $Q_{вых}$ как приращение объема ПЖ в мернике в единицу времени (измерение возможно только при высоком качестве ПЖ)
Расход ПЖ на входе скважины $Q_{вх}$, л/с	Расход ПЖ, закачиваемой в скважину	Первичный параметр (при стабильной электропроводности ПЖ); часто определяется по измеряемому числу ходов бурового насоса $n_н$; более точно с учетом плотности ПЖ определяется по экспериментальной формуле $$Q_{вх} = k_Q (1{,}33 - 0{,}35\delta_ж) n_н,$$ (VIII.13) где k_Q — постоянный коэффициент, зависящий от конструкции насоса $$k_Q = 26{,}2 d_п^2 \left(2 - d_ш^2/d_п^2\right) l_н,$$ (VIII.14) $d_п$ — диаметр поршня насоса в дм; $d_ш$ — диаметр штока насоса в дм; $l_н$ — длина хода поршня насоса в дм, $\delta_ж$ — плотность ПЖ в г/см³; $n_н$ — число двойных ходов насоса в 1 мин
Дифференциальный расход ПЖ $Q_п$, л/с	Параметр, характеризующий поглощение фильтрата ПЖ пластом или приток пластового флюида в скважину	$$Q_п = Q_{вых} - Q_{вх}$$ (VIII.15)
Коэффициент разбавления E, м³/м³	Объем ПЖ, эвакуированной из скважины, который приходится на единицу объема выбуренной породы	$$E = k_E \frac{1}{\Delta_г} m_E \Delta V_{жД},$$ где $k_E = 0{,}77 \cdot 10^3/d_н^2$; $d_н$ — номинальный диаметр скважины в см; $\Delta_г$ — в м; mE — число сигналов объема ПЖ, эвакуированной из скважины, $\Delta V_{жД}$, поступивших за интервал времени между двумя смежными сигналами H с шагом $\Delta_г$ $$\Delta V_{жД} = \Delta_г \Delta V_{жн};$$ (VIII.16) $\Delta V_{жн}$ — номинальные сигналы объема ПЖ, при которых в случае $\Delta_г = 1$ м величина E регистрируется в заданном масштабе n м³/(м³·см)
Экспоненциальный параметр b, усл. ед	Уточненный параметр механического каротажа, непосредственно характеризующий буримость пород	$$b = k_{тд} k \frac{\lg 0{,}3 \frac{1}{T_1 n_д}}{\lg 14{,}7 \frac{p_д}{d_н}},$$ (VIII.17) где $k_{тд}$ — коэффициент, зависящий от типа долота, k — коэффициент, характеризующий отношение градиента нормального пластового давления к плотности ПЖ; $n_д$ — частота вращения долота в об/мин; $p_д$ — нагрузка на долото в Н

Продолжение табл. VIII.2

но $\Gamma_ш < 0{,}05$ м³/м³ и поэтому не учитывается;

8) потери свободного газа — выделение газа, находящегося в ПЖ в свободном состоянии, при ее контакте с атмосферой — уменьшение газонасыщенности ПЖ в желобе на величину $q_{св}$; в зависимости от геолого-технических условий $q_{св}$ изменяется от 0,05 до 0,6 q (q — газонасыщенность ПЖ, протекающей через дегазатор); способы измерения $q_{св}$ не разработаны; возможно предотвращение потерь путем отбора ПЖ для дегазации непосредственно из затрубного пространства скважины;

9) дегазация ПЖ, при ней происходит извлечение УВ с меняющейся степенью дегазации C и изменение коэффициента разбавления газа воздухом в дегазаторе $k_{рд}$; величины C и $k_{рд}$ учитываются с помощью суммарного $k_д$ и покомпонентных $k_{хдп}$ коэффициентов дегазации [см. (VIII.4) и (VIII.5) в табл. VIII.1], эпизодически определяемых при калибровке дегазатора; в последнее время ориентируются на дегазаторы без разбавления газа воздухом ($k_{рд} = 1$) и с приближением дегазируемой порции ПЖ в рабочей камере дегазатора к положению фазового равновесия, эти дегазаторы характеризуются более стабильными по компонентными коэффициентами извлечения $k_{ип}$.

Данные газового каротажа используются в основном для выделения перспективных интервалов в разрезе скважины с целью оперативного проведения детальных геофизических исследований опробования и прогнозной оценки характера насыщения пластов, вскрытых скважиной (определение индекса насыщения пласта по данным газового каротажа $I_{нг}$).

Первую задачу решают путем выделения аномальных интервалов на кривых $\Gamma_{пр}$ или $\Gamma_{х.пр}$. При решении второй задачи на интервале $h_{га}$ определяют средние величины $C_{оп}$, наносят их на палетку РАГ (см. рис. VIII.1) и по ней находят индекс $I_{кг}$. С помощью этого индекса исследуемый пласт характеризуют как газосодержащий ($I_{кг} = 1$), нефтегазосодержащий ($I_{кг} = 2$) или нефтесодержащий ($I_{кг} = 3$), а в нефтеносных районах с низкими G — как водоносный ($I_{кг} = 4$) или нефтеносный ($I_{кг} = 5$).

При $I_{кг} = 1$ по палетке, специально построенной для данного района (см. табл. VIII.1), находят величину $F_г$ и сравнивают ее с граничными значениями, определенными для данного района. По ре-

зультатам этого сравнения в общем случае пласт характеризуют как газоносный ($I_{нг}=54$) или водоносный ($I_{нг}=51$), а при благоприятных условиях газоносные пласты подразделяют на пласты с высокой проницаемостью и большим ожидаемым дебитом газа ($I_{нг}=53$), со средней проницаемостью и небольшим ожидаемым дебитом газа ($I_{нг}=54$) и с низкой проницаемостью и небольшим ожидаемым дебитом газа или вообще отсутствием притока, если не применены специальные технические средства ($I_{нг}=55$).

При $I_{кг}=2$ или $I_{кг}=3$ по палеткам (см. рис. VIII.5 и VIII.6) находят величину $F_{нг}$ и сравнивают ее с граничным значением, определенным для данного района. По результатам этого сравнения характеризуют пласт как продуктивный [нефтегазоносный ($I_{нг}=52$) — при $I_{кг}=2$ или нефтеносный ($I_{нг}=57$) — при $I_{кг}=3$] или водоносный ($I_{нг}=51$). При $I_{кг}=4$ пласт характеризуют как водоносный ($I_{нг}=51$), а при $I_{кг}=5$ — как нефтеносный ($I_{нг}=57$) с дальнейшей проверкой по результатам люминесцентно-битуминологического анализа шлама (см. § 35).

§ 33. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ И КОМПЛЕКСНЫЙ ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Газовый каротаж после бурения включает измерение количества и состава газа, попавшего в ПЖ за счет диффузионного или фильтрационного обогащения ее порции против газосодержащего пласта при простое скважины, что обеспечивает выделение нефтегазосодержащих пластов, пропущенных при газовом каротаже в процессе бурения, и определение характера их насыщения. Проводится после простоя скважины, при котором коэффициент контрастности $k_к \geqslant 2$ (отношение величины измеряемого параметра к его фоновому значению). При возобновлении циркуляции ПЖ проводят непрерывную регистрацию кривой $Г_{сум}$ в функции времени в течение экспериментально определяемого времени отставания $t_{от}$ (см. табл. VIII.1) и производят компонентный анализ порции ГВС, отобранной на аномальном интервале кривой $Г_{сум}$.

Привязка аномалии на кривой $Г_{сум}$ к глубине залегания пласта $H_п$ производится по формулам[1]:

когда после спуска в скважину бурильного инструмента кровля аномалии находится в открытом стволе скважины,

$$H_п = \frac{H l_к \left(d_н^2 - d_{бт}^2\right) + H_{би} l_д d_{бт}^2}{l_д d_н^2}, \quad \text{(VIII.11)}$$

когда после спуска в скважину бурильного инструмента кровля аномалии вытесняется в обсадную колонну,

$$H_п = \frac{H l_к \left(d_{ок}^2 - d_{бт}^2\right) + H_{ок} l_д \left(d_н^2 - \right.}{l_д d_н^2} \rightarrow$$

$$\leftarrow \frac{\left. - d_{ок}^2\right) + H_{би} l_д d_{бт}^2}{l_д d_н^2}, \quad \text{(VIII.12)}$$

где $H_п$ — глубина залегания кровли аномального пласта в м; H — глубина до забоя скважины в м; $H_{ок}$ — глубина до башмака обсадной колонны в м; $H_{би}$ — глубина спуска бурильного инструмента в м; $l_к$ — расстояние от начала диаграммы $Г_{сум}$ до кровли аномалии в мм; $l_д$ — длина всей диаграммы $Г_{сум}$, зарегистрированной в течение времени $t_{от}$ от момента начала циркуляции ПЖ, в мм; $d_{ок}$ — внутренний диаметр обсадной колонны в см; $d_{бт}$ — наружный диаметр бурильных труб в см; $d_н$ — диаметр долота в см.

Комплексный газовый каротаж обеспечивается применением высокочувствительной газоаналитической аппаратуры, для которой время простоя скважины (после простоя $k_к > 2$) на глубинах исследований методом газового каротажа меньше времени, затрачиваемого на спуско-подъемные операции (СПО). При возобновлении циркуляции ПЖ после СПО проводится газовый каротаж — суммарный и компонентный с регистрацией параметров в функции объема ПЖ, эвакуированной из скважины. После эвакуации из скважины объема $V_с$ ПЖ (см. табл. VIII.1) производится автоматический переход на газовый каротаж в процессе бурения с регистрацией результатов суммарного и компонентного газового каротажа в функции исправленных глубин (см. § 32).

Привязка кровли аномалии на диаграмме газового каротажа после бурения, зарегистрированной в функции объема ПЖ, к соответствующей глубине осуществляется с помощью формулы

$$H_п = \frac{H l_к d_н^2 - H_{ок} \left(d_{ок}^2 - d_н^2\right)\left(l_д - l_к\right)}{l_д d_н^2},$$

где $l_д$ — длина всей диаграммы газового каротажа после бурения в мм.

Так как $H - H_{ок} \ll H_{ок}$, можно пользоваться упрощенной формулой

$$H_п = H l_к / l_д.$$

При комплексном газовом каротаже пропуск нефтегазоносных пластов практически исключен и данные газового каротажа после бурения используются в основном для исключения ложных аномалий на диаграмме газового каротажа в процессе бурения. Если аномалии на обеих диаграммах совпадают по глубине, то аномалия, полученная в процессе бурения, считается вызванной вскрытым скважиной пластом; если аномалия при газовом каротаже в процессе бурения не дублируется, то она считается ложной, обязанной, например, послевлиянию вышележащего необсаженного пласта.

[1] Формулы (VIII.11) и (VIII.12) выведены в предположении, что в течение времени $t_{от}$ величина $Q_{вых}$ (см. табл. VIII.2) не менялась и оставалась равной той, при которой производилось экспериментальное определение $t_{от}$, и что ПЖ не вытеснялась внутрь бурильных труб.

§ 34. МЕХАНИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Механическим каротажем называют регистрацию в функции глубины скважины ряда параметров, характеризующих режим бурения скважины, способствующих изучению ее геологического разреза и интерпретации данных газового каротажа (см. табл. VIII.2). Все параметры регистрируются дискретно с заданным постоянным шагом квантования по глубинам $\Delta_г$.

Кривые скорости бурения $v_б$ и обратной ей величины — продолжительности бурения T_1 используются для литологического расчленения разреза скважины и совмещения каротажных и газокаротажных диаграмм по глубинам, поскольку они хорошо коррелируются с диаграммами ПС и ГК.

Величина $Q_{вых}$ используется для выделения интервалов поглощения фильтрата ПЖ в пласт или притока пластового флюида в скважину, а также для выделения хорошо проницаемых коллекторов в разрезе скважины. Одновременная регистрация $Q_{вых}$ и $Q_{вх}$ повышает достоверность данных. Наиболее четко эти задачи решаются по кривой $Q_п$.

Коэффициент разбавления E позволяет переходить от параметров, измеренных по ПЖ, к параметрам пласта, вскрытого скважиной [см. (VIII.5) в табл. VIII.1].

Экспоненциальный параметр b используется для литологического расчленения разреза скважины и прогнозирования зон аномально-высокого пластового давления (АВПД). Однако для его использования необходим компьютер в станции.

§ 35. ОТБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ ШЛАМА

Отбор шлама. При отборе шлама необходима его привязка к исправленным глубинам залегания пород, продуктом разрушения которых он является.

При перемещении шлама от забоя до устья скважины в столбе ПЖ происходит осаждение частиц шлама и их отставание от соответствующих порций ПЖ. Скорость осаждения частиц шлама (в см/с) определяется по формуле Реттингера:

$$v_о = k \sqrt{d_р \frac{\delta_ш - \delta_ж}{\delta_ж}},$$

где k — коэффициент пропорциональности, зависящий от формы частицы шлама, обычно принимается $k=20$; $d_р$ — диаметр шара, равного по массе частице неправильной формы, в см; $\delta_ш$ — плотность частиц шлама в г/см³; $\delta_ж$ — плотность ПЖ в г/см³.

Из последней формулы следует, что для привязки шлама к исправленным глубинам его следует отбирать раздельно по размерам частиц (габаритным фракциям). Исходя из требования постоянства $v_о$ для каждой габаритной фракции в пределах 10 % обычно при отборе шлам разделяют на три габаритные фракции с максимальным размером частиц $b=0{,}15 \div 0{,}29$ см ($d_р=0{,}2$ см), $b_ш=0{,}3 \div 0{,}49$ см ($d_р=0{,}35$ см) и $b_ш > 0{,}5$ см ($d_р=0{,}55$ см). В этом случае отставание по глубине $\Delta H_{шn}$ и исправленная глубина $H_{ишn}$ для n-й габаритной фракции шлама определяются зависимостями

$$\Delta H_{ш\,n} = 16{,}6 \frac{V_{ск\,n}}{Q_{вых} T_1};$$

$$H_{иш\,n} = H - 16{,}6 \frac{V_{ск\,n}}{Q_{вых} T_1},$$

где $\Delta H_{шn}$, $H_{ишn}$ и H — в м; $V_{скn}$ — кажущийся объем затрубного пространства скважины для n-й габаритной фракции шлама — объем ПЖ, который эвакуируется из скважины за время перемещения частиц n-й габаритной фракции шлама от забоя до устья скважины в м³; $Q_{вых}$ — в л/с; T_1 — в мин/м.

Величину $V_{скn}$ определяют экспериментально после СПО при возобновлении циркуляции ПЖ по объему ПЖ, эвакуированному из скважины за время между поступлением сигнала $H_и$ (см. табл. VIII.1) и появлением в устройстве для отбора частиц n-й габаритной фракции шлама первых частиц, или по величинам $\delta_ж$, $\delta_ш$, $d_н$, $d_{бг}$, $Q_{вых}$ и $V_с$ с помощью палетки, построенной по формуле,

$$V_{ск\,n} = \frac{Q_{вых} V_с}{Q_{вых} - 157 \cdot 10^{-4} \times} \rightarrow$$

$$\leftarrow \frac{Q_{вых} V_с}{\times \sqrt{d_р \frac{\delta_ш - \delta_ж}{\delta_ж}\left(d_н^2 - d_{бт}^2\right)}},$$

где $V_{скn}$ и $V_с$ — в м³; $Q_{вых}$ — в л/с; $d_р$, $d_н$ и $d_{бт}$ — в см; $\delta_ш$ и $\delta_ж$ — в г/см³.

Для геологической документации разреза скважины и определения характера насыщения пласта используется следующий комплекс исследований шлама.

Описание шлама. Шлам отмывают от ПЖ, рассматривают под лупой или бинокулярным микроскопом и описывают по схеме: название породы, с указанием характерной примеси и составной минеральной части; цвет во влажном состоянии; структура, определяемая гранулометрическим составом; характер цемента, если

он имеется; степень уплотненности; наличие остатков микрофауны и микрофлоры. Описание используется для построения литологического разреза скважины.

Определение карбонатности. Производят методом термогазометрии; шлам измельчают до состояния пудры, отбирают навеску шлама, обрабатывают ее раствором 5 %-ной соляной кислоты и определяют объем CO_2, выделившийся в течение определенного времени. По результатам обработки навески шлама: холодным раствором кислоты определяют содержание $C_к$ кальцита $CaCO_3$ в %, раствором, нагретым до температуры 40—45° С, — содержание $C_д$ доломита $CaCO_3 \cdot MgCO_3$ в % и раствором, нагретым до кипения, — содержание $C_м$ магнезита $MgCO_3$ в %. Данные используют для построения литологического разреза скважины и уточнения положения в разрезе карбонатных коллекторов.

Определение открытой пористости. Экстрагируют газ и нефть из частиц шлама, отобранного на интервале коллектора, определяют общий объем исследуемого шлама $V_{об}$ и объем скелета шлама $V_{сш}$ в см³ и находят коэффициент открытой пористости

$$k_{оп} = 10^2 (V_{об} - V_{сш})/V_{об}.$$

Полученные данные используют для уточнения пористости $k_п$ пласта.

Газовый анализ. Пробу шлама дегазируют в термовакуумном дегазаторе при температуре не выше 70° С и по объему газа $V_г$, извлеченного из порции шлама объемом $V_ш$, определяют газосодержание шлама $Г_ш$ в м³/м³. Полученная газовая смесь (ГС) поступает на компонентный анализ, по результатам которого находят относительное содержание УВ в ГС — величину $C_{оп ш}$. Используют в сложных условиях (например, при добавках нефти и нефтепродуктов к ПЖ) для определения характера насыщения пласта.

Капельно-люминесцентный анализ. На частицу шлама наносят каплю хлороформа и наблюдают люминесценцию частицы при ультрафиолетовом облучении. Форма люминесцирующего пятна характеризует содержание битумоида в шламе (люминесцирующее пятно — большое содержание, люминесцирующее кольцо — среднее содержание, отдельные люминесцирующие точки — малое содержание); цвет люминесцирующего пятна — качественный состав битумоида (пятно желто-голубого цвета, исчезающее с испарением растворителя, — легкие битумоиды с большим содержанием масел; пятно желтого цвета, переходящее с испарением растворителя в коричневый цвет, — тяжелые битумоиды с большим содержанием смол и асфальтенов). Проводят по всему стволу скважины.

Определение оптической плотности экстрактов битумоидов. Экстрагируют битумоиды из измельченного шлама хлороформом и петролейным эфиром и определяют оптическую плотность экстракта хлороформа $D_{хл}$ и экстракта петролейного эфира $D_{п/э}$. Хлороформ экстрагирует все битумоиды (масла, смолы и асфальтены) и $D_{хл}$ характеризует общее содержание битумоидов в шламе. Петролейный эфир экстрагирует только масла и смолы, содержание которых в шламе характеризуется величиной $D_{п/э}$. Величину $D_{хл}$ определяют по всему стволу скважины, а $D_{п/э}$ — только против коллекторов в нефтеносных районах с низким газовым фактором нефти G. Прогнозная оценка характера насыщения таких коллекторов производится по палетке дифференциальной оптической плотности, построенной в прямоугольных координатах $D_{хл}$ — $D_{п/э}$ (содержание асфальтенов) и $D_{п/э}$ (содержание масел и смол). На этой палетке ограничены зоны, соответствующие для данного района определенному характеру насыщения пласта.

Определение типа битумоида по капиллярным вытяжкам. Опускают в хлороформенный экстракт полоски хроматографической бумаги и получают капиллярные вытяжки по мере испарения хлороформа. По цвету люминесценции капиллярных вытяжек при ультрафиолетовом облучении определяют тип битумоидов: при беловато-голубом цвете — легкий битумоид, содержащий только углеводородные флюиды без смол и асфальтенов; при белом, голубовато-желтом и беловато-желтом цвете — маслянистый битумоид, содержащий нефти и битумоиды с небольшим количеством смол и малым количеством или отсутствием асфальтенов; при желтом, оранжевом, оранжево-желтом и желтовато-светлокоричневом цвете — маслянисто-смолистый битумоид, содержащий нефти и битумоиды с количеством масел более 60 % и количеством асфальтенов 1—2 %; при оранжево-коричневом, светло-коричневом и коричневом цвете — смолистый битумоид, содержащий битумоиды и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (3—20 %); при темно-коричневом, зеленовато-коричневом, красно-коричневом, черно-коричневом, черно-зеленом и черном цвете — смолисто-асфальтеновый битумоид, содержащий битумоиды с количеством асфальтенов более 20 %. Производится только на интервалах коллекторов в нефтеносных районах.

Определение содержания битумоида в породе. Выполняется по палеткам, на которых по результатам исследования коллекции битумоидов данного района в прямоугольных координатах $D_{хл}$ в усл. ед. (абсциссы) и содержания битумоида $C_б$ в породе в % (ординаты) нанесено семейство кривых с шифром масса навески $m_н$ в г. Проводится только на интервале коллекторов в нефтеносных районах с низкими газовыми факторами нефти.

Глава IX
ПРОЧИЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА

§ 36. МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Для исследования магнитной восприимчивости горных пород $\varkappa$ и напряженности магнитного поля Земли T в скважинах применяют каротаж магнитной восприимчивости (КМВ) и измерения магнитного поля.

Каротаж магнитной восприимчивости проводят по схемам, показанным на рис. XIV.1. О значении магнитной восприимчивости (безразмерная величина)

$$\varkappa = I/H$$

(где I — намагниченность пород в А/м, вызванная магнитным полем напряженностью H в А/м) судят по относительному приращению вторичной э. д. с. ($\Delta E/E_0$), индуцируемой в измерительной катушке зонда полем, которое возникает вследствие намагничивания окружающих скважину пород полем питающей катушки:

$$\Delta\mathscr{E} = \Delta E/E_0 = G\varkappa,$$

где E_0 — э. д. с., создаваемая первичным полем в измерительной катушке в отсутствие магнитной среды; G — геометрический фактор (коэффициент, учитывающий влияние формы и размеров зонда, скважины, пласта).

Для слабомагнитных сред с $\varkappa \leqslant 0{,}1$ ее значения определяются с точностью не менее 10 %.

В сильномагнитных средах с $\varkappa > 0{,}1$

$$\Delta\mathscr{E} = \Delta E/E_0 = G\varkappa',$$

где $\varkappa' = \varkappa/(1 + N\varkappa)$ — кажущаяся магнитная восприимчивость, N — коэффициент размагничивания, зависящий от G и $\varkappa$, определяется экспериментально.

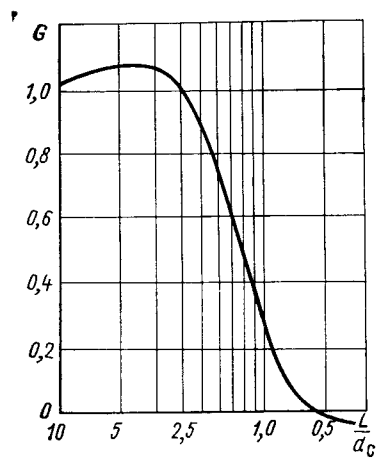


Рис. IX.1. Расчетные кривые геометрического фактора G (в Cu) для двухкатушечных зондов КМВ.
L — длина зонда; d_c — диаметр скважины

Относительная погрешность определения $\varkappa$ в сильно магнитных средах в $N\varkappa$ раз больше, чем в слабомагнитных [62].

Величина G рассчитывается теоретически (рис. IX.1) или устанавливается экспериментально.

Общий геометрический фактор определяется функцией частных факторов

$$G = f(G_d, G_h, G_R),$$

где G_d — геометрический фактор скважины; G_h — геометрический фактор мощности пласта, G_R — радиальный геометрический фактор, характеризующий радиус исследования аппаратуры.

Величина $\Delta\mathscr{E}$ в общем случае состоит из активной и реактивной составляющих: $\Delta\mathscr{E} = \mathscr{E}_р + i\mathscr{E}_а$. Реактивная составляющая $\mathscr{E}_р$ измеряется при каротаже магнитной восприимчивости. Активная составляющая $\mathscr{E}_а$, возникающая под влиянием вихревых токов, индуцируемых в проводящей среде, зависит от электропроводности пород и измеряется при индукционном каротаже [84]. Исключение ее в КМВ достигается путем применения синхронного выпрямителя. От $\varkappa$ зависит лишь часть реактивной составляющей. Другая ее часть определяется электропроводностью пород и является помехой, ограничивающей применение КМВ при исследовании высокопроводящих объектов. Уменьшение помехи достигается применением низкой рабочей частоты (табл. IX.1). При частотах $f < 10^3$ Гц в средах в $\sigma \leqslant \leqslant 10^2$ См/м влиянием электропроводности на данные КМВ можно пренебречь. Для его учета необходимо одновременное и раздельное измерение $\mathscr{E}_р$ и $\mathscr{E}_а$, что реализуется в электромагнитном каротаже. Подробно влияние электропроводности на данные КМВ рассмотрено в [53, 62]. Ориентировочные данные для выбора условий измерений методом КМВ с двухкатушечными зондами представлены в табл. IX.1.

Измерения магнитного поля в скважине проводятся по составляющим полного вектора X, Y, Z или его модулю напряженности $|T|$. Величину аномального магнитного поля определяют из выражения

$$T_а = T - T_0,$$

где T — суммарное магнитное поле в скважине; T_0 — нормальное магнитное поле Земли.

Измерения компонент X, Y и Z проводят в условиях, когда изменения напряженности магнитного поля $\Delta T > \pm 10\,000$ нТл. Вектор аномального магнитного поля в точке измерения

Таблица IX.1

Допустимые значения $f\sigma$ [в Гц·См/м] при заданных погрешностях определения магнитной восприимчивости $\delta\varkappa'$

$\varkappa$	$\delta\varkappa'$	$f\sigma$ при L (в м)				
		0,1	0,2	0,5	1	2
0,1	$5\cdot10^{-6}$	9700	2430	390	97	24
0,1	$5\cdot10^{-5}$	45000	11300	1800	450	113
0,1	$5\cdot10^{-4}$	209000	52400	8370	2090	524
0,1	$1\cdot10^{-3}$	332000	83200	13300	3320	832
1	$1\cdot10^{-2}$	559000	140000	22400	5590	1400
5	$5\cdot10^{-2}$	266000	66600	10700	2660	666
10	$1\cdot10^{-1}$	150000	37500	5990	1500	375
20	$2\cdot10^{-1}$	79200	19800	3170	792	198

$T_a = (X - X_0)\,\bar{i} + (Y - Y_0)\,\bar{j} + (Z - Z_0)\,\bar{k}$.

В условиях, когда $\Delta T < \pm 10\,000$ нТл, измеряют приращения модуля полного вектора ΔT и его вертикальной составляющей ΔZ:

$\Delta T = T - T_0 = T_{a(T_0)}$;

$\Delta Z = Z - Z_0 = Z_{a(Z_0)}$.

Здесь $T_{a(T_0)}$ и $Z_{a(Z_0)}$ — проекции векторов T_a и Z_a соответственно на направления T_0 и Z_0. Значения X, Y, Z, T регистрируются при наблюдениях в скважине, X_0, Y_0, Z_0, T_0 — на контрольном пункте.

Для исследования магнитного поля в скважине используют феррозонды. Измеряется составляющая магнитного поля по направлению продольной оси феррозонда. О ее величине судят по амплитуде э. д. с. второй гармоники, возникающей в измерительной обмотке феррозонда:

$$\mathscr{E} = 6\omega b S n H_0 H_m^2 \sin 2\omega t,$$

где H_0 — напряженность магнитного поля в направлении оси сердечника; $\omega = 2\pi f$, f — частота тока, питающего феррозонд, H_m — амплитуда создаваемого им магнитного поля; S — поперечное сечение ферромагнитного сердечника; b — коэффициент, зависящий от материала и формы сердечника; n — число витков измерительной обмотки.

Достоинством феррозондов являются их небольшие размеры, высокая чувствительность, помехоустойчивость, сохранение работоспособности в условиях больших градиентов магнитной индукции. В опытном порядке для измерения магнитной индукции в скважинах используют ядерно-магнитный резонанс.

Применение магнитного каротажа

Магнитный каротаж применяют на магнетитовых и титаномагнетитовых месторождениях в поисково-разведочных скважинах наземного бурения, в эксплуатационных скважинах подземного бурения и в скважинах, бурящихся на карьерах. Данные о распределении магнитного поля по стволу скважины используют для определения геологической природы наземных магнитных аномалий, обнаружения рудных тел, не вскрытых скважиной, установления их местоположения, определения формы и элементов залегания, расчленения и стратиграфической корреляции разреза скважин по характеру намагниченности пород [89, 90, 94].

Результаты каротажа магнитной восприимчивости позволяют проводить литолого-петрографическое расчленение и корреляцию геологических разрезов, выделять вскрытые скважиной магнитные оруденения, устанавливать их местоположение и мощность, определять качество руд по содержанию железа, связанного с магнетитом, заменяя геологическое (химическое) опробование геофизическим [53].

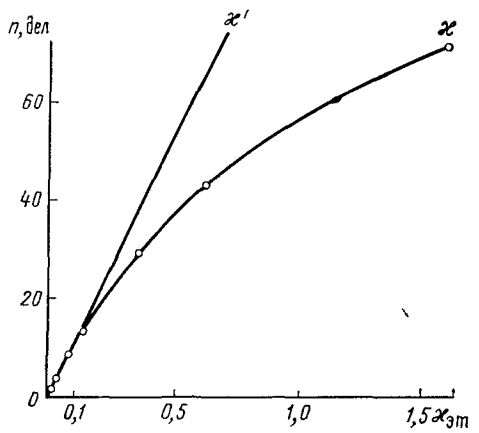


Рис. IX.2. Градуировочный график для перевода показаний аппаратуры КМВ в значения магнитной восприимчивости $\varkappa_{эт}$. $\varkappa_{эт}$ — значения магнитной восприимчивости модели (эталона)

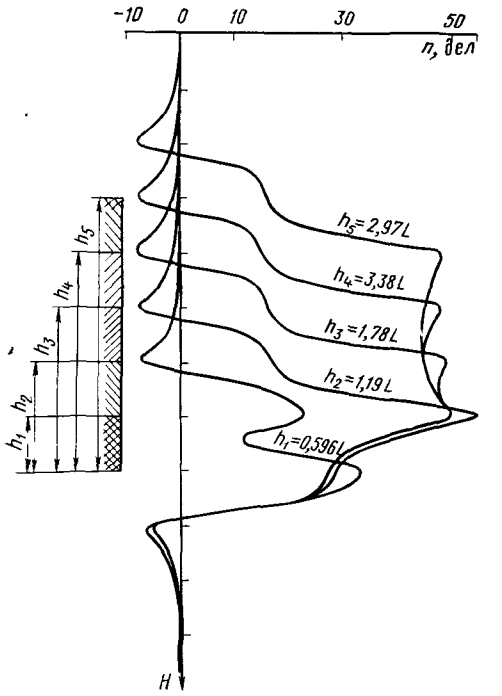


Рис. IX.3. Экспериментальные кривые КМВ (двухкатушечный зонд) по данным измерений на моделях пластов разной мощности.
L=188 мм; d_c=42 мм

Аналогичные задачи решают магнитным каротажем на месторождениях слабомагнитных руд (бокситов, сидеритов, хромитов и др.). Их особенность состоит лишь в различии пороговых значений измеряемых аномалий: $T_a \geqslant 100$ нТл; $\varkappa \geqslant 10\cdot10^{-5}$ в слабомагнитных средах и $T_a \geqslant 2000$ нТл; $\varkappa \geqslant 1000\cdot10^{-5}$ в сильномагнитных. Это требует применения более чувствительной аппаратуры (см. табл. XIV.1).

Результаты измерений в каротаже магнитной восприимчивости выражают в величинах $\varkappa$ или $\varkappa'$. Для перехода показаний прибора в значения $\varkappa$ аппаратуру градуируют на моделях с известной магнитной восприимчивостью или с помощью стандарт-сигналов, величины которых соответствуют определенным значениям магнитной восприимчивости. В полевых условиях для перехода от показаний прибора к значениям магнитной восприимчивости могут быть использованы результаты наблюдений в контрольно-градуировочной (эталонной) скважине (КГС), обеспеченной детальными измерениями $\varkappa$ по керну [74].

По результатам градуировки строят кривую зависимости показаний аппаратуры от магнитной восприимчивости среды $n = f(\varkappa)$ (рис. IX.2).

По ней устанавливают цену деления диаграммной ленты, пользуясь формулой

$\varepsilon = \varkappa_{эт}/n_{эт}$,

и эффективную магнитную восприимчивость, значения которой зависят от геометрии измерений

$\varkappa_{эф} = \varepsilon_n$,

где $n_{эт}$, n — показания аппаратуры в модели (или КГС) и в скважине.

В сильномагнитных средах величины ε и $\varkappa$ являются кажущимися.

Проградуированную диаграмму используют для расчленения пород разреза по магнитным свойствам. Величины n отсчитывают от нулевой линии диаграмм, которая устанавливается по сопоставлению результатов измерений в воздухе ($\varkappa = 0$) до начала и после окончания скважинных наблюдений.

Границы пластов мощностью более трех длин зондов определяются по диаграммам КМВ для однокатушечных зондов в точках перегиба кривой, для двухкатушечных — в точках, расположенных на расстоянии, равном половине длины зонда, в сторону рудного пласта от точки пересечения кривой с нулевой линией (рис. IX.3).

С уменьшением мощности пласта точки отбивки его границ на кривых, полученных однокатушечным зондом, смещаются к середине пласта. Смещение тем больше, чем меньше мощность пласта, и зависит от диаметра скважины.

Количественная интерпретация диаграмм КМВ, полученных однокатушечными зондами, производится только при наличии данных о диаметре скважины, измеренном с точностью 5 мм. Это позволяет определять магнитную восприимчивость пород с погрешностью не более 5 % в скважинах диаметром 46 мм и более.

Данные КМВ с двухкатушечными зондами при $d_c \leqslant 0{,}4\,L$ практически не зависят от изменения диаметра скважины. При несоблюдении этих условий магнитная восприимчивость определяется с учетом геометрического фактора G_d:

$$\varkappa' = \frac{\varkappa_{эф}}{G_d} = \varepsilon' \frac{n}{G_d}.$$

Представление результатов КМВ в величинах $\varkappa'$ удобно и обеспечивает решение большинства практических задач, в том числе и оценку содержания железа, связанного с магнетитом, в рудах.

Переход от величин $\varkappa'$ к $\varkappa$ в сильномагнитных средах осуществляют по нелинейной зависимости $n = f(\varkappa)$ для диаметра скважины, соответствующего условиям измерения. Зависимость устанавливают по данным теоретических расчетов (для двухкатушечных зондов) или моделирования (для одно- и двухкатушечных зондов).

Результаты измерения магнитного поля в скважинах выражаются в нТл. Гра-

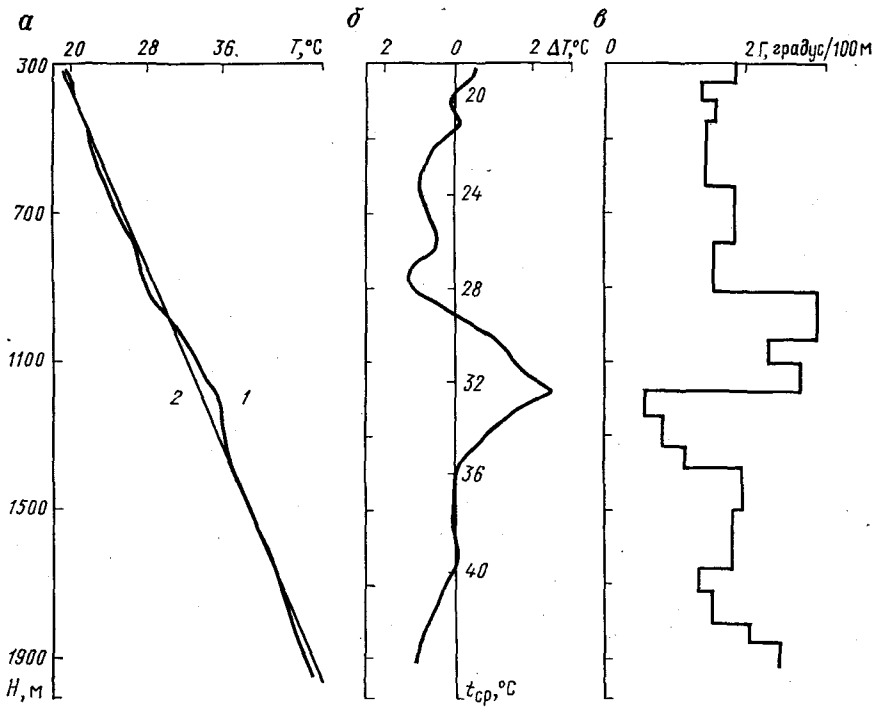


Рис. IX.4. Результаты термометрических исследований скважин:

а — термограмма; *б* — аномалий-термограмма с компенсацией среднего значения градиента температуры по скважине; *в* — градиент-термограмма; *1* — кривая действительного распределения температуры в стволе скважины, *2* — термограмма, соответствующая среднему градиенту температуры

дуировка магнитометров производится с помощью колец Гельмгольца. Цена деления прибора в нТл начисляется по формуле

$$\varepsilon = C_i/(n - n_0),$$

где C — постоянная колец Гельмгольца; i — ток в кольцах в А; n_0 — отсчет по прибору до включения колец; n — отсчет по прибору после подачи тока в кольца.

Поверочные работы и работы по приведению аномальных магнитных полей, наблюденных в скважине, к нормальному магнитному полю Земли выполняются на контрольном пункте района КП$_0$, расположенном в нормальном магнитном поле. Измерения нормального поля по составляющим производятся последовательно в азимутах от 0 до 360° через 10° при углах наклона 3—5°. Измеренные значения используют для построения номограмм нормальных полей X_0, Y_0, Z_0. При работе с магнитометрами, измеряющими приращение вертикальной составляющей или модуль полного вектора, нормальное поле компенсируется с помощью специальных устройств. Привязка результатов исследований магнитного поля по скважине к наблюдениям на поверхности и контрольные измерения (повторные наблюдения, рабочие градуировки) производятся на контрольном пункте скважины КП$_с$. Выбирается КП$_с$ в соответствии с картой изодинам наземной магнитной съемки на расстоянии 40—50 м от металлических предметов (каротажной станции, обсадной колонны и пр.). КП$_с$ увязывается с КП$_с$.

Для составляющих вектора магнитной индукции и построения векторных диаграмм по скважине используются данные инклинометрических измерений.

Связь составляющих X, Y и Z с вектором магнитной индукции T, углом наклонения вектора I, азимутом искривления скважины в точке измерения α и углом наклона скважины φ определяется формулами [90]:

для осевой системы

$$X = T(\cos I \cos\alpha \cos\varphi - \sin I \sin\varphi),$$

$$Y = T \cos I \sin\alpha,$$

$$Z_{oc} = T(\cos I \cos\alpha \sin\varphi + \sin I \cos\varphi);$$

для вертикальной системы

$$X = T \cos I \cos\alpha,$$

$$Y = T \cos I \sin\alpha,$$

$$Z = T \sin I.$$

Таблица IX.2

Основные тепловые параметры пород

Параметр, обозначение	Определение	Свойство	Расчетная формула	Единица измерения[1]
Удельная теплопроводность, коэффициент теплопроводности λ	Количество тепла Q, передаваемое в единицу времени t через единицу площади сечения S на расстояние, равное единице длины l, при разности температур (T_1-T_2) 1 K	Характеризует способность среды передавать кинетическую энергию теплового движения ее молекул	$\lambda = \frac{Ql}{(T_1-T_2)St}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{K}}$
Удельное тепловое сопротивление ξ	Величина, обратная коэффициенту теплопроводности		$\xi = \frac{1}{\lambda}$	$\frac{\text{м}\cdot\text{K}}{\text{Вт}}$
Удельная теплоемкость c	Количество тепла Q, которое необходимо передать единице массы m вещества для изменения его температуры (T_1-T_2) на 1 K	Характеризует свойство тела аккумулировать тепловую энергию	$c = \frac{Q}{m(T_1-T_2)}$	$\frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{K}}$
Объемная теплоемкость c_V	Количество тепла Q, которое необходимо передать единице объема V вещества для изменения его температуры (T_1-T_2) на 1 K — произведение удельной теплоемкости c на плотность среды δ	То же	$c_V = c\cdot\delta$	$\frac{\text{Дж}}{\text{м}^3\cdot\text{K}}$
Температуропроводность, коэффициент температуропроводности a	Комплексный параметр, связанный с теплопроводностью и объемной теплоемкостью	Характеризует теплоинерционные свойства вещества — скорость выравнивания температуры в среде при нестационарной теплопроводности	$a = \frac{\lambda}{c_V}$	$\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$

[1] *Единицы измерения даны в СИ. Перевод единиц измерения из применявшихся ранее систем в СИ и наоборот приведен в табл. IX.3.*

Интерпретацию кривых магнитного поля по скважине производят в основном, пользуясь способами интерпретации данных наземной магниторазведки, основанными на сравнении наблюдаемых полей с теоретическим. Для правомерности применения аналитических способов интерпретации наблюдения должны начинаться и завершаться в нормальном поле [89, 90]. При обработке диаграмм ΔZ и ΔT на них наносятся значения нормального поля, используемые как исходные. По каждой диаграмме могут быть вычислены форма, глубина залегания и мощность аномального объекта, удаление его от скважины.

Совместные измерения и интерпретация кривых ΔT и ΔZ в условиях слабых аномальных полей в ряде случаев позволяют определять пространственное положение аномальных объектов [94].

При трехкомпонентных измерениях с осевой системой на диаграммы X, Y, Z_{oc} наносят значения X_0, Y_0, $Z_{0_{oc}}$ для глубин проведения измерений инклинометром. Здесь же определяют величины и направления аномальных составляющих вектора магнитного поля: $X_a = X - X_0$; $Y_a = Y - Y_0$; $Z_{a_{oc}} = Z_{oc} - Z_{0_{oc}}$. По приведенным разностям строят $T_a = X_a + Y_a + Z_{0_{oc}}$. Это наиболее удобно выполнять графически в апсидальной плоскости скважины.

Конечным результатом трехкомпонентных измерений магнитного поля в скважине является геологический разрез с нанесенными на него векторными диаграм-

Таблица IX.3

Единицы измерения тепловых величин

Величина	Соотношение единиц измерения
Количество тепла Q	1 кал = 4,1868 Дж 1 Дж = 0,2388 кал = $0{,}2388 \cdot 10^{-3}$ ккал 1 Вт = 0,2388 кал/с = 0,8598 ккал/ч = 1 Дж/с
Удельный тепловой поток $q = \frac{Q}{St}$	1 ккал/(м²·ч) = $0{,}2778 \cdot 10^{-4}$ ккал/(см²·с) = 1,1630 Вт/м² 1 кал/(см²·с) = $3{,}6 \cdot 10^{4}$ ккал/(м²·ч) = $4{,}1868 \cdot 10^{4}$ Вт/м²
	1 Вт/м² = $0{,}2388 \cdot 10^{-4}$ кал/(см²·с) = 0,8598 ккал/(м²·ч)
λ	1 ккал/(м·ч·°С) = $0{,}2778 \cdot 10^{-2}$ кал/(см·с·°С) = 1,1630 Вт/(м·К) 1 кал/(см·с·°С) = $3{,}6 \cdot 10^{2}$ ккал/(м·ч·°С) = $4{,}1868 \cdot 10^{2}$ Вт/(м·К) 1 Вт/(м·К) = $0{,}2388 \cdot 10^{-2}$ кал/(см·с·°С) = 0,8598 ккал/(м·ч·°С)
c	1 ккал/(кг·°С) = 1 кал/(г·°С) = $4{,}1868 \cdot 10^{3}$ Дж/(кг·К) 1 кал/(г·°С) = 1 ккал/(кг·°С) = $4{,}1868 \cdot 10^{3}$ Дж/(кг·К) 1 Дж/(кг·К) = $0{,}2388 \cdot 10^{-3}$ кал/(г·°С) = $0{,}2388 \cdot 10^{-3}$ ккал/(кг×°С)
a	1 м²/ч = 2,7778 см²/с = $2{,}7778 \cdot 10^{-4}$ м²/с 1 см²/с = 0,36 м²/ч = 10^{-4} м²/с 1 м²/с = 10^{4} см²/с = 3600 м²/ч

Таблица IX.4

Тепловые параметры некоторых горных пород и минералов [59]

Минерал, горная порода	Плотность $\delta \cdot 10^{-3}$, кг/м³	Тепловое удельное сопротивление ξ, $\frac{\text{м} \cdot °\text{С}}{\text{Вт}}$	Температуропроводность $a \cdot 10^{7}$, м²/с
Ангидрит	2,4—2,9	0,2—0,3	14—26
Базальт	1,7—3,0	0,3—0,9	3—22
Вода (при 25 °С)	0,997	1,7	1,4
Газ природный (нормальные условия)	0,00072	33,3	19
Глина	1,5—2,6*	0,8—2,5	2—12
Гнейс	2,6—3,1	0,4—1,0	4—10
Гранит	2,5—2,8	0,2—0,6	5—25
Доломит	1,5—3,1*	0,2—1,0	4—20
Известняк	1,4—2,9*	0,4—1,5	3—20
Кальцит	2,71	0,185—0,23	8—10
Каолин	2,58—2,63	—	—
Кварц	2,65—2,66	0,08—0,15	13,6
Конгломерат	1,5—2,8*	0,2—3,0	3—20
Лед	0,88—0,92	0,44	0,12
Мергель	1,5—2,8*	0,5—1,5	2—15
Нефть	0,7—1,0	7,5—9,0	5—9
Песок, рыхлый песчаник	1,2—2,2	0,3—3,5	1,5—20
Песчаник плотный	2,0—3,0	0,2—0,8	5—30
Полевой шпат	2,5—2,55	0,24	—
Сланец глинистый	1,8—2,7	0,3—0,7	7—30
Соль каменная	2,1—2,2	0,15—0,2	10—30
Слюда	2,56	1,6—2—17	—
Сульфиды	3,25—8,2	0,026—0,038	28—30

* Минимальные значения крайне редки.

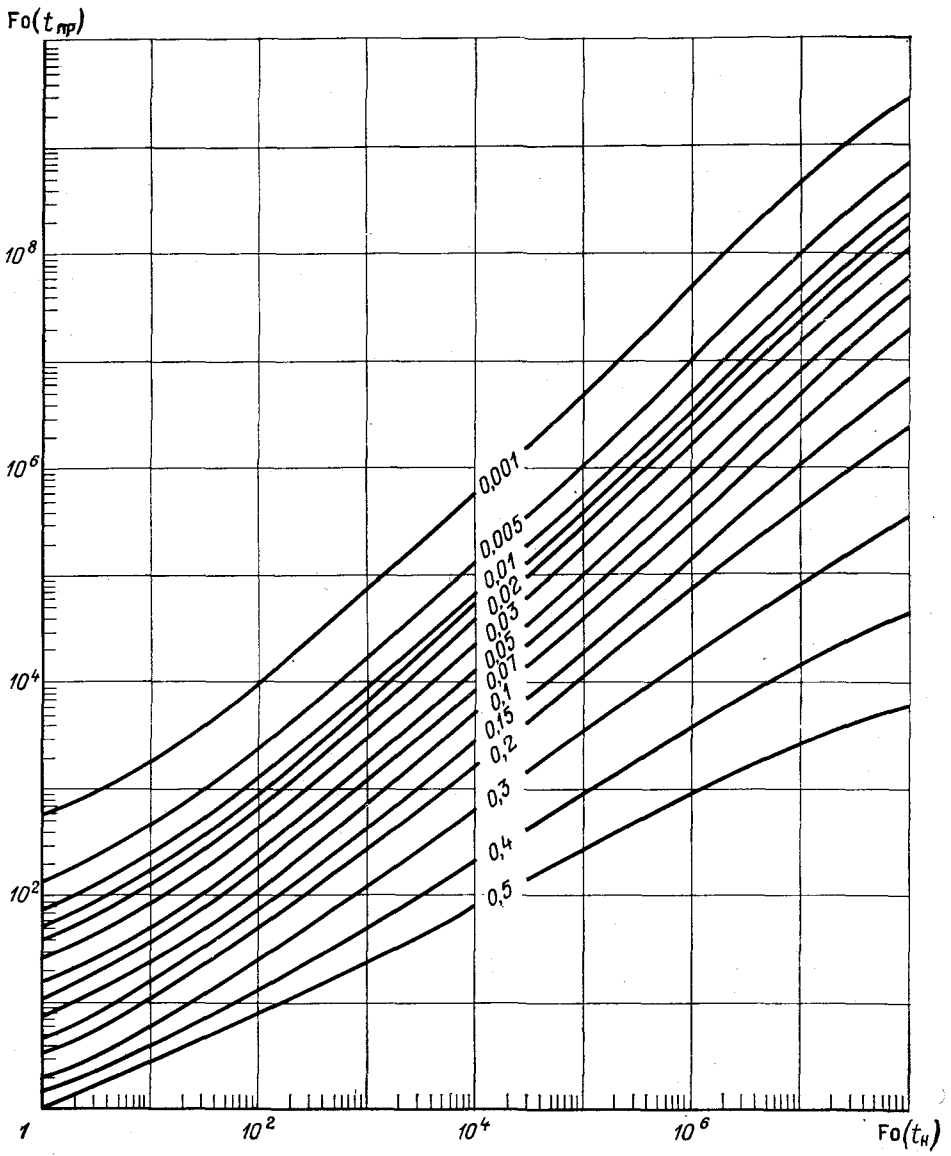


Рис. IX.5. Палетка для определения длительности простоя $t_{пр}$ скважины для восстановления в ней естественного (начального) распределения температуры в непроницаемых породах с необходимой точностью (шифр кривых) в долях от максимальной разности температуры в скважине и породах ΔT_0, наблюдаемой по окончании бурения или эксплуатации, в зависимости от длительности $t_н$ нарушения теплового режима.

Кривые построены в координатах $Fo = a_п t / r_c^2$, где $a_п$ — температуропроводность пород в м²/с; t — длительность нарушения ($t_н$) или простоя ($t_{пр}$ в с); r_c — радиус скважины в м

мами по скважинам и данные о пространственном размещении, форме и размерах магнитных тел в околоскважинном пространстве.

§ 37. ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

По данным измерений, выполняемых скважинным термометром (см. § 66), ре-

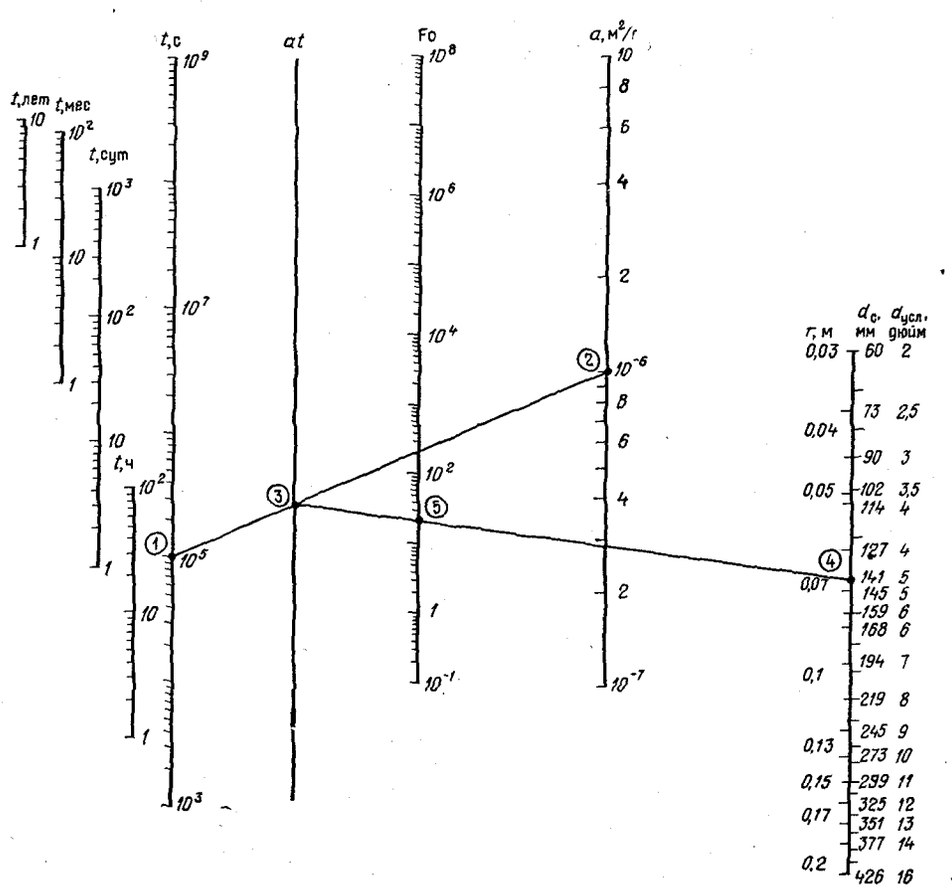


Рис. IX.6. Номограмма для определения t по Fo и наоборот.

Пример: найти Fo для $t_н=10^5$ с при $a_п=10^{-6}$ м²/с и $d_c=141$ мм.

Соединив точку *1*, в которой $t=10^5$ с, точкой *2*, в которой $a=10^{-6}$ м²/с, на вспомогательной шкале at находим точку *3*, которую соединяем прямой с точкой *4*, где $d_c=141$ мм; пересечение прямой со шкалой Fo дает искомый ответ Fo=20 (точка *5*)

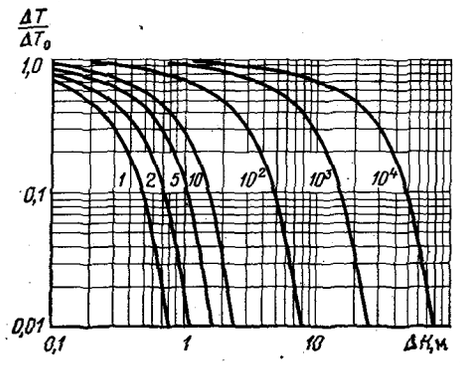


Рис. IX.7. Палетка для определения расстояния ΔH изменения геотермической температуры ΔT (в долях от аномалии ΔT_0) кондуктивной теплопроводностью при $a_{ср}=5\cdot10^{-7}$ м²/с за время ее существования в сут (шифр кривых)

шают ряд задач разведки и разработки месторождений, а также проводят контроль технического состояния скважин.

Термометрия скважин включает исследования естественных и искусственно возбужденных тепловых полей.

В зависимости от измеряемой величины различают:

обычную термометрию (измерение температуры — наиболее употребляемый способ) и *дифференциальную термометрию*, подразделяющуюся на *аномалий-термометрию* (измерение отклонений температуры ΔT от некоторого среднего значения) и *градиент-термометрию* (измерение разности температур двух датчиков, разнесенных на фиксированное расстояние). *Результаты исследований* представляют в виде термограмм, аномалий или градиент-термограмм (рис. IX.4).

По детальности изучения теплового поля различают *нормальные* (масш-

Таблица IX.5

Классификация тепловых полей в скважинах

Вид и индекс поля	Природа поля	Характеристика поля	Методика исследования
Стационарное—С	Региональное, естественное поле Земли[1], обусловленное потоком тепла из ее недр к поверхности — геотермическое поле	1. Параметры поля T и q во времени не меняются. Температура в стволе скважины равна температуре окружающих пород. Устанавливается в законсервированных, наблюдательных, пьезометрических и т. п. скважинах 2. Геотермический градиент Γ (в градус/м) характеризует скорость изменения температуры с глубиной H. Пропорционален тепловому сопротивлению пород $\Gamma=q\xi$. В однородной среде $\Gamma=(T_2-T_1)/(H_2-H_1)$, где T_2 и T_1 температура на глубинах H_2 и H_1 3. Геотермическая ступень (в м/градус) $G=1/\Gamma$ 4. Нейтральный слой — глубина, на которой амплитуда годовых колебаний температуры меньше погрешности измерения 5. Геотермическая температура $T_г$ на глубине H нижнего нейтрального слоя: $T_г=T_н+\sum_{i=1}^{n}\Gamma_i\Delta H_i$, (IX.1), где $T_н$ — температура нейтрального слоя, Γ_i и ΔH_i — геотермический градиент и толщина литологических слоев $i=1, 2, 3, \ldots, n$ в исследуемом интервале	Одиночные замеры после длительной выдержки скважины[2]
Нестационарное—Н	Искусственные тепловые поля, возникающие в стволе скважины и окружающих ее горных породах при бурении, цементировании, начальном периоде или окончании эксплуатации	1. Параметры поля T и q меняются во времени t. Температура в стволе скважины и окружающих породах отличается от геотермической 2. Температура T в породах на расстоянии r от оси скважины радиусом r_c в процессе теплового воздействия при постоянной температуре T_c на ее стенке (Э. Б. Чекалюк, 1965 г.): $T=T_c-(T_c-T_г)[\ln(r/r_c)]/\ln(r_{вл}/r_c)$, где $r_{вл}=r_c+\sqrt{\lambda at}$ — радиус теплового влияния скважины, a — теплопроводность пород, t — длительность теплового воздействия	Замер в процессе теплового воздействия и серия замеров при $t_{пр}=1, 3, 5, 10$ ч после окончания бурения, промывки или эксплуатации (отбора или закачки флюида). При необходимости продолжают исследования при $t_{пр}=1, 3, 5, 10$ сут и т. д. до установления стационарного режима

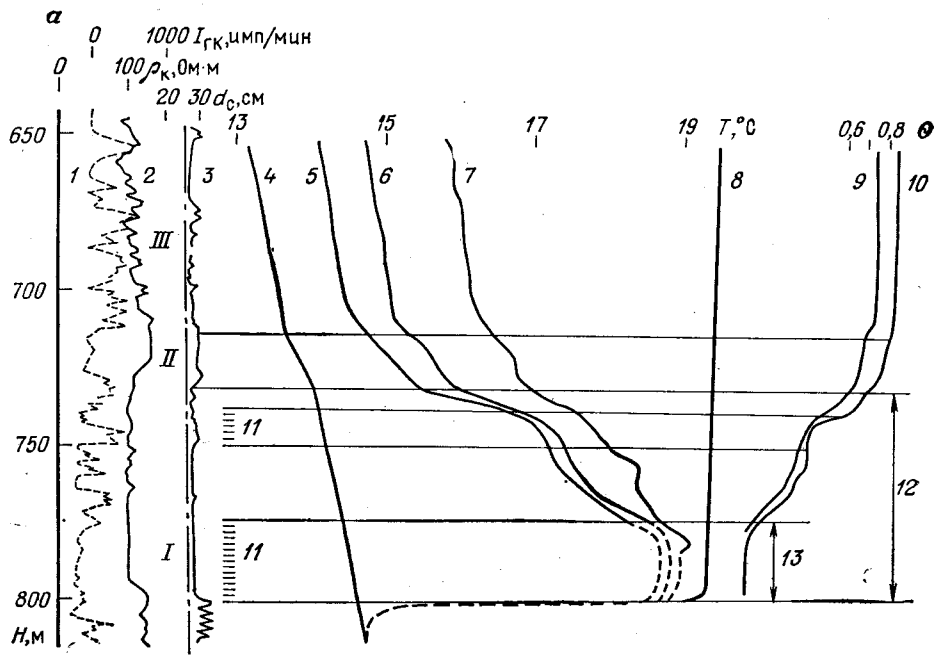
Продолжение табл. IX.5

Вид и индекс поля	Природа поля	Характеристика поля	Методика исследования
Нестационарное—Н		3. Температура T на расстоянии $\Delta H=H-H_0$ от кровли (подошвы) нагретого (охлажденного) пласта (H_0): $T=T_г+\Delta T_0 \operatorname{erfc}(\Delta H/2\sqrt{at})$, (IX.2) где $T_г$ — геотермическая температура на глубине z; ΔT_0=const — отклонение температуры пласта от геотермической в точке H_0; t — время существования аномалии ΔT_0 (рис. IX.7) 4. Относительная (безразмерная) температура [13] $\theta=(T_t-T_г)/(T_с-T_г)$, где $T_г$ — естественная температура пород; $T_с$ — температура в стволе скважины в процессе нарушения стационарного поля; T_t — то же в момент t после прекращения нарушения 5. Относительное (безразмерное) время — параметр Фурье: $Fo=a_п t/r_с^2$, где $a_п$ — температуропроводность пород (в среднем $a_п=5\cdot10^{-7}$ м²/с); t— время нарушения (н) или восстановления (пр) теплового режима в с; $r_с$ — радиус скважины в м 6. Темп восстановления температуры — скорость изменения температуры в стволе скважины 7. Точка теплового (температурного) равновесия — глубина, на которой температура в стволе скважины равна естественной температуре пород. Соответствует глубине, на которой пересекаются термограммы T_t, зарегистрированные в различные времена t нестационарного теплового режима. Выше этой точки температура в стволе больше температуры пород, ниже — обратная картина (точка инверсии)	
Квазистационарное—К	а. Естественные локальные тепловые поля, обусловленные латеральной и вертикальной свободной миграцией природных флюидов, эндо- и экзотермическими, физико-химическими процессами (окислительно-восстановительными реакциями, выщелачиванием и т. п.)[3] б. Искусственные поля, наблюдаемые при движении флюидов в скважине и породах в процессе длительных промывок ствола, эксплуатации с постоянным отбором или закачкой флюида, межпластовых перетоках и т. п.	1. Параметры поля T и q с точностью, необходимой для решения данной задачи, в выбранных интервалах времени остаются постоянными. Передача энергии аппроксимируется законами стационарного теплообмена 2. Основные факторы, характеризующие температуру в стволе скважины: а) дроссельный эффект в интервалах притока: $T_{вх}=T_г+\varepsilon(p_{пл}-p_{заб})$, (IX.3) где $T_г$ и $T_{вх}$ — температура флюида, соответственно пластовая и на входе в ствол; $p_{пл}$ и $p_{заб}$ — пластовое и забойное давления; ε — коэффициент Джоуля — Томсона, равный в среднем, для газа (—3), нефти 0,4 воды 0,2 градус/МПа; б) калориметрический эффект в интервалах притока $Q_в c_в (T_в - T_{см}) = Q_п c_п (T_{см} - T_{вх})$, (IX.4) где $Q_в$, $Q_п$, $T_в$, $T_{вх}$, $c_в$, $c_п$—весовой (или объемный) расход; температура; удельная (или объемная) теплоемкость флюида, поступающего в интервал смешения соответственно по стволу (восходящий) и из пласта; $T_{см}$ — температура флюида после смешивания; в) теплообмен флюида с породами вне интервалов притока: $T_с = T_г \mp \Gamma_H + (M \pm \Gamma) B [1 - \exp(-z/B)] + \Delta T_0 \exp(-z/B)$; (IX.5) $M = \varepsilon \left| dp/dz \right| - g/c_p$; $B = c_v Q f(Fo)/2\pi\lambda_п$; (IX.6) $f(Fo) = \ln(1+\sqrt{\pi Fo})$; $\Delta T_0 = T_г - T_с$, где z — вертикальная координата, совпадающая с направлением движения флюида и отсчитываемая от границы интервала притока; $T_г$ и $T_с$ — температура геотермическая и в стволе скважины при T=0: Γ — геотермический градиент в интервале $(0, z)$; Fo — длительность перетока или работы скважины; c_v и c_p — теплоемкость флюида при постоянном объеме и давлении; $\lambda_п$ — теплопроводность пород [$\lambda_{ср}$=1 Вт/(м×градус)]; Q— массовый расход флюида; g=9,8 м/с² — ускорение свободного падения В соотношении (IX.5) верхний знак соответствует движению флюида вверх, нижний знак — вниз.	Серия замеров при разных квазистационарных режимах работы скважины (различных темпах отбора, закачки) начиная с минимальной депрессии (репрессии) и кончая максимально возможной

[1] Естественное тепловое поле Земли является квазистационарным, но его изменения настолько медленны, что практически не ощутимы в течение жизни нескольких поколений людей.

[2] На рис. IX.5 приведена палетка для определения длительности $t_{пр}$ простоя скважины, необходимого для восстановления в ней естественного распределения температуры. Номограмма для перевода реального времени t в безразмерное Fo, необходимое для пользования палеткой, приведена на рис. IX.6. В случае отсутствия сведений об истинном значении $a_п$, для приближенных расчетов можно принять среднее значение $a_п=5\cdot10^{-7}$ м²/с.

[3] В ряде случаев эти поля относят к стационарным.



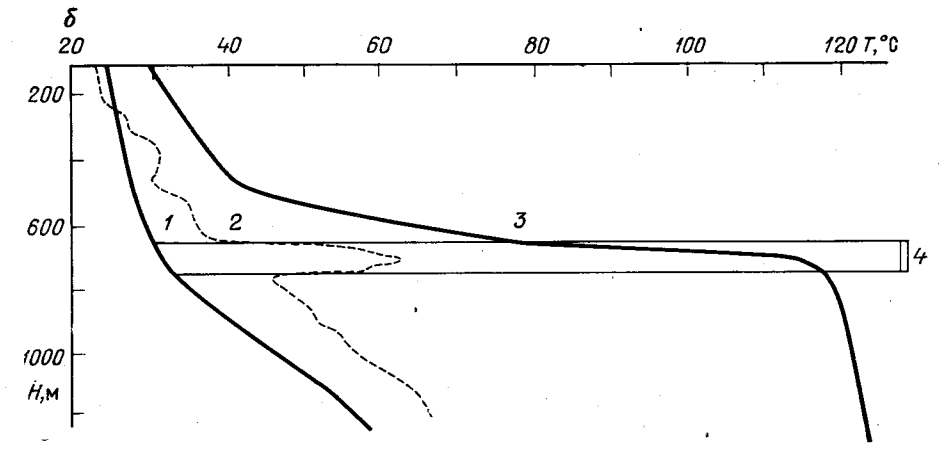


Рис. IX.8. Определение поглощающих толщ пластов в водонагнетательной (*а*) и газовой (*б*) скважинах.

а — Новомосковск, скв. 1; кривые: *1* — КС, зонд N2,5M 0,5A; *2* — ГК; *3* — кавернограмма; *4* — геотермограмма; *5*—*8* — термограммы, зарегистрированные, соответственно, через 20, 12, 5 ч после прекращения и в процессе закачки воды; *9* и *10* — относительная температура, соответствующая кривым *5* и *6*; *11* — интервалы перфорации; *12* — поглощающая толща пород (по палетке рис. IX.7 за сутки с учетом продолжительности закачки, изменение температуры кондуктивной теплопроводностью вне интервалов перфорации распространится на $\Delta H=0{,}1 \div 0{,}2$ м); *13*—интервал максимальной приемистости (минимальное значение θ); *I* — песчаники; *II* — глины; *III* — переслаивание песчаников и глин. *б* — Зап. Шатлык, скв. 245; *1* — геотермограмма; *2* и *3* — термограммы, зарегистрированные соответственно через 170 сут после ликвидации перетока газа и перед ремонтными работами; *4* — поглощавшая газ 100-метровая толща пород (по палетке рис. IX.7 при $\Delta T/\Delta T_0=30°$: 90°=0,33 и $t \approx 700$ сут с учетом времени существования перетока $\Delta H=7 \div 10$ м)

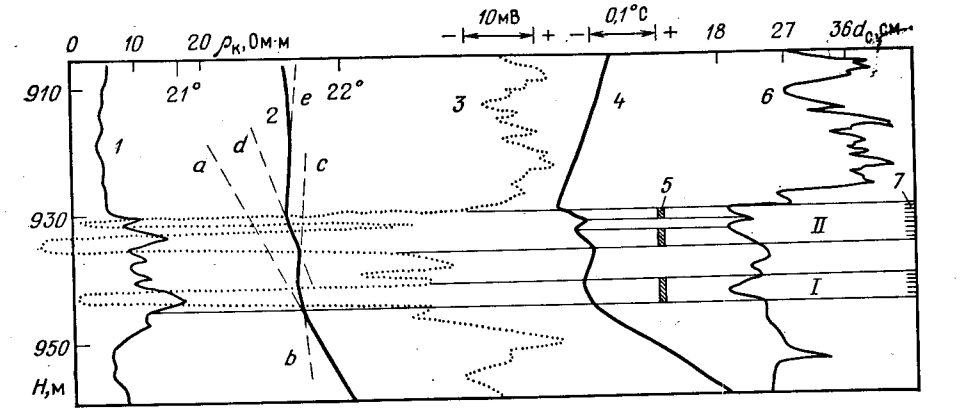


Рис. IX.9. Определение интервалов притоков флюидов без наблюдаемого дроссельного эффекта.

1 — кривая КС, зонд N2,5M0,5A; *2* — термограмма ($n=0{,}2$ градус/см), зарегистрированная термометром ЭТС при самоизливе скважины с дебитом около 2 м³/ч; *3* — кривая ПС; *4* — аномалий-термограмма ($n=0{,}05$ градус/см), зарегистрированная ЭАТО при тех же условиях, что и термограмма; *5* — интервалы притока по аномалий-термограмме; *6* — кавернограмма; *7* — интервалы перфорации и притока по термограмме; градиенты температуры: *a* — геотермической, *в* — в интервале притока из первого пласта, *с* — в зоне теплообмена потока с породами между I и II пластами, *d* — в интервале калориметрического смешивания потоков по стволу и из II пласта, *е* — теплообмена потока с породами над рабочей зоной

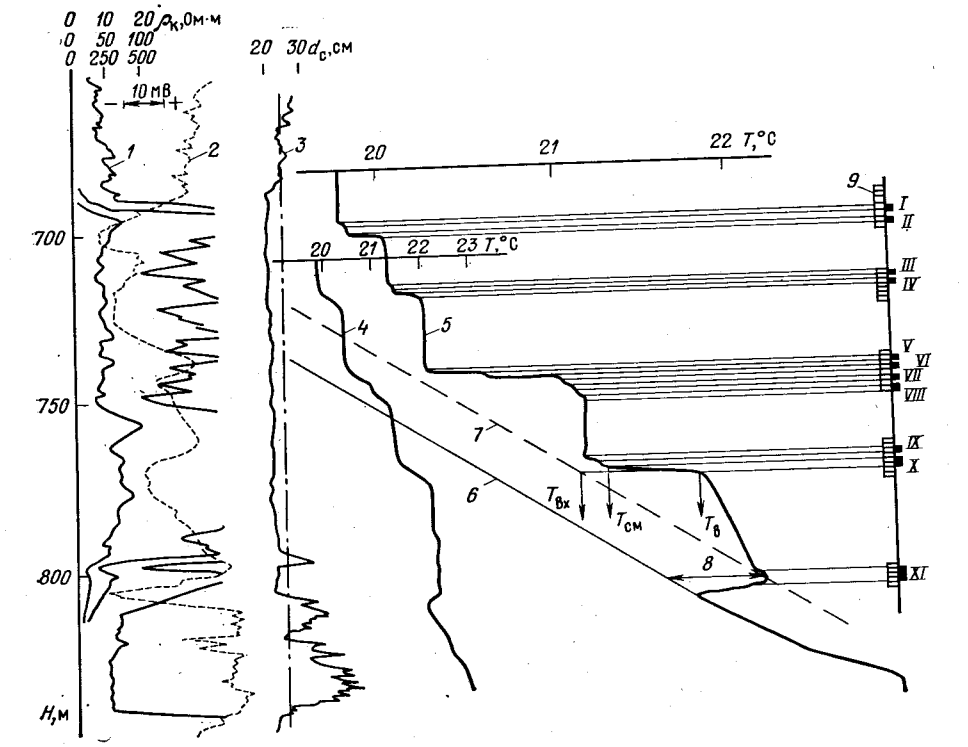


Рис. IX.10. Оценка относительных дебитов совместно эксплуатируемых пластов по термограмме в интервалах смешивания.

Кривые: *1* — КС, зонд N2,5 M0,5A, *2* — ПС; *3* — кавернограмма; термограммы, зарегистрированные: *4*—термометром ТЭГ-36 ($n=0{,}2$ градус/ см) в скважине, переливающей водой с дебитом 20 м³/ч, *5* — модифицированным термометром ТЭГ ($n=0{,}05$ градус/см); *6* — геотермограмма; *7* — условная геотермограмма; *8* — аномалия температуры, обусловленная дроссельным эффектом в потоке флюида; *9* — интервалы перфорации; *I* — *XI* — интервалы притока по термограмме *5*; $T_{вх}$, $T_{см}$, $T_в$ — точки отсчета температур в зоне смешивания *X* интервала притока

Последовательность расчета дебитов (к рис. IX. 10):

Интервалы притока	$T_в - T_{см}$	$T_в - T_{вх}$	$Q_{см}$	$Q_п$	Интервалы притока	$T_в - T_{см}$	$T_в - T_{вх}$	$Q_{см}$	$Q_п$
	°C		%			°C		%	
I	0,04	1,14	100	3,7	*VII*	0,07	0,83	15,7—7,8	0,7
II	0,23	1,20	100—3,7	17,5	*VIII*	0,04	0,80	7,9—0,7	0,4
III	0,03	0,77	96,3—17,5	2,9	*IX*	0,08	0,26	7,2—0,4	2,3
IV	0,17	0,87	78,8—2,9	14,9	*X*	0,56	0,71	6,8—2,3	3,5
V	0,37	0,50	75,9—14,9	45,3	*XI*	—	—	4,5—3,5	1,0
VI	0,43	0,86	61,0—45,3	7,8					

таб температур 0,25—0,5 °С на 1 см шкалы) и детальные (масштаб температур 0,1—0,025 °С на 1 см шкалы) исследования. Термограммы регистрируют обычно по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500 (иногда 1:1000), при детальных исследованиях применяют масштаб 1:200.

Термометр при движении с постоянной скоростью v (в м/ч) в скважине, имеющей средний градиент Г (в градус/м), измеряет температуру с погрешностью (в градусах)

$$\Delta T = \Gamma v \tau_{T\,д}/3600,$$

где $\tau_{Tд}=2{,}5\tau_T$ (с) — действительное и τ_T — паспортное значения тепловой инерции термометра (см. § 66).

Минимальная мощность h_{min} (в м) пласта, в котором зарегистрированная аномалия температуры не менее m % ее действительной величины, равна

$$h_{min} = nv\tau_{T\,д}/3600,$$

где коэффициент n выбирают из следующих данных:

m, %	99,9	99,5	99,0	95,0	90,0
n	6,9	5,3	4,6	3,0	2,3

Из последних двух формул находят максимальную скорость перемещения термометра в зависимости от допустимой абсолютной погрешности ΔT измерения температуры или минимальной мощности h_{min} изучаемых пластов.

Интерпретация данных термометрии ведется с учетом основных тепловых параметров (табл. IX.2 и IX. 4) и вида теплового поля (табл. IX.5).

Классификация, методика и способы решения задач, для которых применяется термометрия скважин, приведены в табл. IX.6.

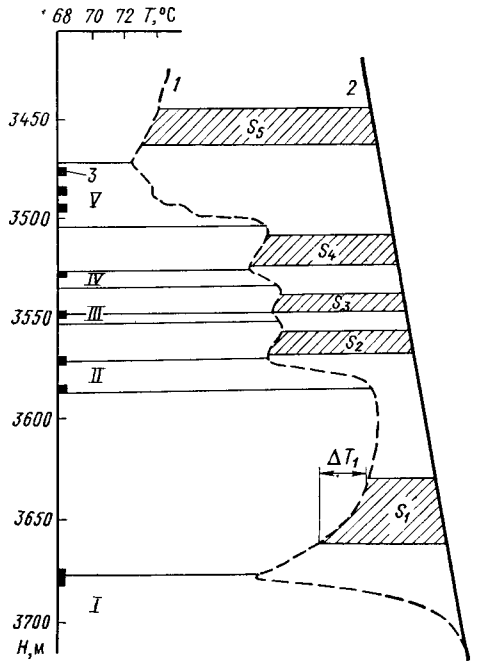


Рис. IX.11. Оценка относительных дебитов совместно эксплуатируемых пластов по термограмме вне интервалов притока методом площадей.

1 — термограмма, зарегистрированная в процессе отбора газа; *2* — геотермограмма; *3* — газоносные коллекторы по данным ГИС, *I* — *V* — интервалы притока газа по термограмме; S_1 — S_5 — участки расчета площади между термограммой и геотермограммой вне интервалов притока; ΔT_1 — разность температур. Последовательность расчета

Интервалы притока	S, м·°С	ΔT, °С	$B=\frac{S}{\Delta T}$, м	$Q_{отн}$, доли
V	245	1,0	245	$Q_V=\frac{245-152}{245}\approx 0{,}38$
IV	122	0,8	152	$Q_{IV}=\frac{152-146}{245}\approx 0{,}025$
III	58	0,4	146	$Q_{III}=\frac{145-128}{245}\approx 0{,}075$
II	90	0,7	128	$Q_{II}=\frac{128-56}{245}\approx 0{,}29$
I	158	3,0	56	$Q_I=\frac{56}{245}\approx 0{,}23$

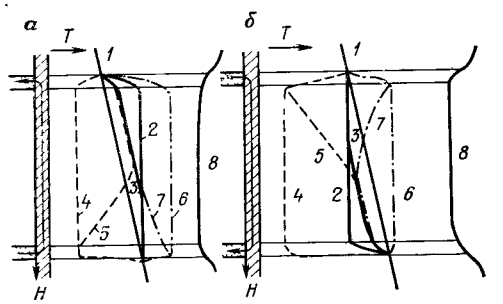


Рис. IX.12. Теоретические термограммы при межпластовых перетоках снизу вверх (*а*) и сверху вниз (*б*).

1 — геотермограмма; термограммы в простаивающей длительное время скважине: *2* и *3* — в отсутствии дроссельного эффекта на выходе флюида из отдающего пласта соответственно при высоко- и низкодебитном перетоках, *4* и *5* — то же при отрицательном дроссельном эффекте, *6* и *7* — то же при положительном дроссельном эффекте; *8* — вид термограммы в НКТ в первые часы простоя скважины и при температуре флюида в НКТ выше, чем в интервале перетока

§ 38. КАРОТАЖ МЕТОДАМИ ЭЛЕКТРОДНЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ И СКОЛЬЗЯЩИХ КОНТАКТОВ

Метод электродных потенциалов (ЭП). Измеряется разность потенциалов между двумя электродами, один из которых скользит по стенке скважины, а другой расположен вблизи него и окружен промывочной жидкостью. Применяют ЭП для выделения и исследования структуры рудных зон, представленных минералами, обладающими электронной проводимостью.

Зонд для ЭП состоит из корпуса с двумя центрирующими фонарями, двух электродов — центрального (щеточного или точечного) M и сравнения N (рис. IX.17). Для электродов M и N применяют металл, электрический потенциал которого существенно отличается от электродного потенциала рудного тела. Например, для исследования сульфидов, отмечающихся положительным электродным потенциалом, используют электроды N из металлов с отрицательным электродным потенциалом: магния, цинка, железа. Практически наиболее целесообразны цинковые электроды. Щеточный электрод M представляет собой куски изолированного провода ПСМ, на их концы, которые соприкасаются со стенками скважины, надеты цинковые кол-

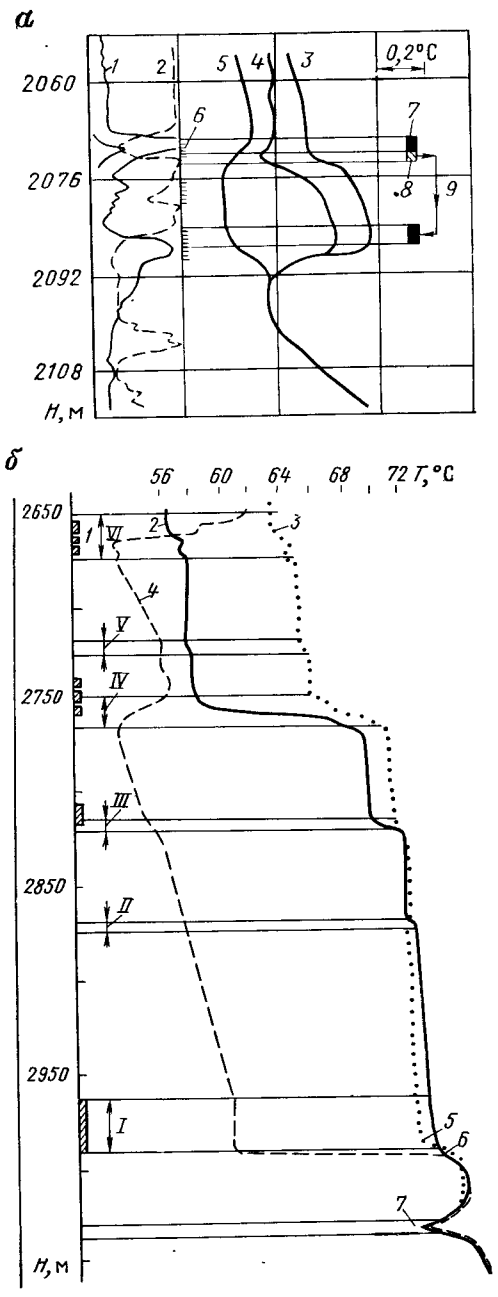


Рис. IX.13. Межпластовые перетоки по стволу скважины жидкости (*а*) и газа (*б*) после прекращения ее эксплуатации.

а — месторождение Зап. Сургут, скв. 25; кривые: *1* — КС, *2* — ПС; термограммы, зарегистрированные: *3* — в процессе фонтанной эксплуатации, *4* и *5* — соответственно через 2 и 5 ч после прекращения эксплуатации; интервалы: *6* — перфорации, *7* — притока нефти, *8* — притока воды, закачиваемой для поддержания пластового давления и прорвавшейся от нагнетательных скважин по подошве верхнего коллектора; *9* — схема перетока воды в остановленной скважине.
б — Ефремовское месторождение, скв. 126; *1* — газоносные пласты по данным ГИС; термограммы *2* и *3* — при работе скважины с дебитами 200 000 и 500 000 м³/сут, *4* — в остановленной скважине; уровень воды в стволе скважины: *5* — при работе, *6* — в остановленной скважине; *7* — обводненный газоносный пласт; *I* — *VI* — работающие газоносные пласты по данным термометрии. При остановке скважины наблюдается переток газа из пластов *IV* — *VI* и, возможно, *III* в пласт *I*

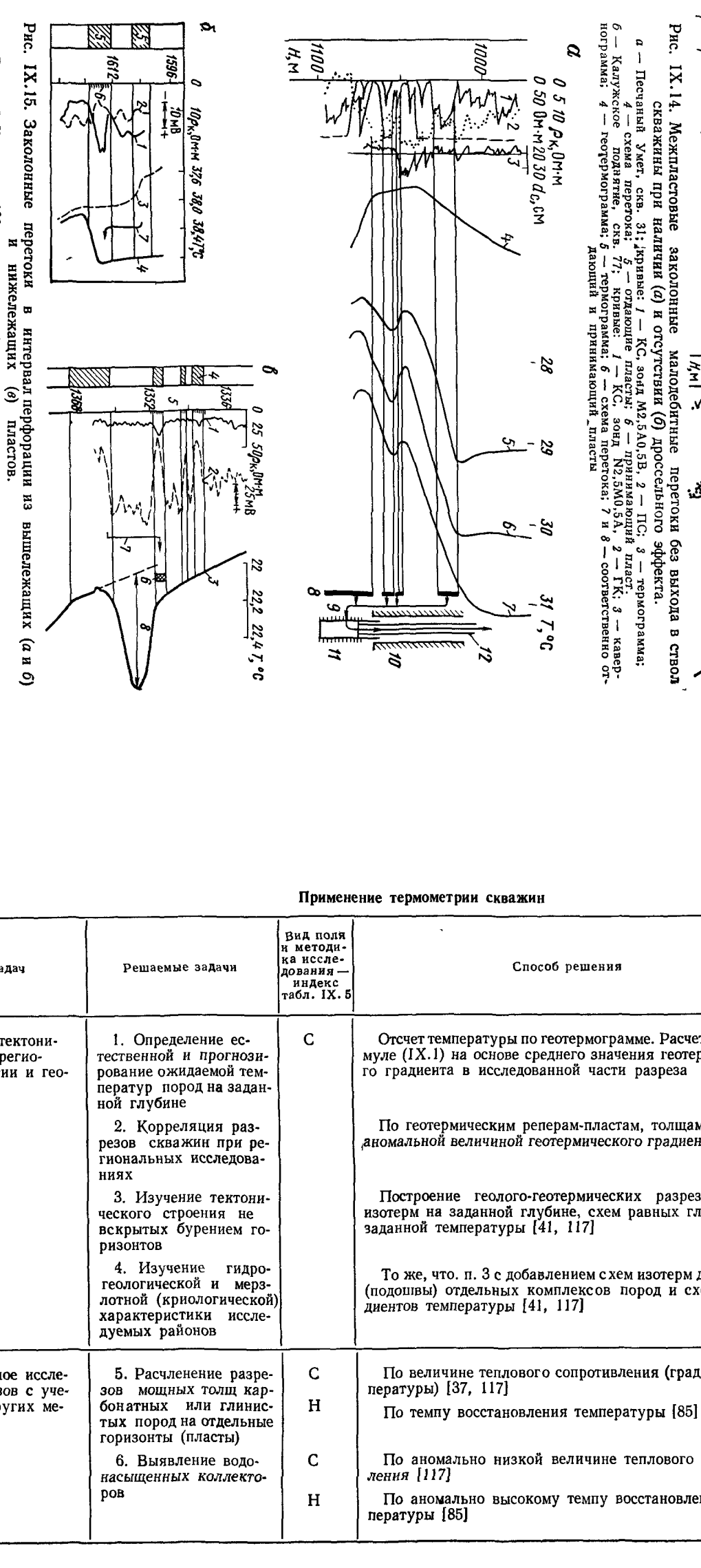


Рис. IX.14. Межпластовые заколонные малодебитные перетоки без выхода в ствол скважины при наличии (*а*) и отсутствии (*б*) дроссельного эффекта.

а — Песчаный Умет, скв. 31; кривые: *1* — КС, зонд М2,5А0,5В, *2* — ПС; *3* — термограмма; *4* — схема перетока; *5* — отдающие пласты; *6* — принимающий пласт; *б* — Калужское поднятие, скв. 77; кривые: *1* — КС, зонд N2,5M0,5A, *2* — ГК; *3* — кавернограмма; *4* — геотермограмма; *5* — термограмма; *6* — схема перетока; *7* и *8* — соответственно отдающий и принимающий пласты

Рис. IX.15. Заколонные перетоки в интервал перфорации из вышележащих (*а* и *б*) и нижележащих (*в*) пластов.

а — Песчаный Умет, скв. 106; кривые: *1* — КС, зонд М2,5А0,5В, *2* — ПС; *3* — кавернограмма; термограммы: *4* — зарегистрированная при отборе газа, *5*—*7* — соответственно через 1, 5, 4, 18 ч после прекращения отбора газа; *8* — работающие газоносные пласты; *9* — схема движения газа при отборе; *10* — эксплуатационная колонна; *11* — фильтр; *12* — насосно-компрессорные трубы.

б — Ромашкинское месторождение, скв. 9029; кривые: *1* — КС, зонд В7,5А0,75М, *2* — ПС; термограммы: *3* — в остановленной скважине, *4* — в процессе эксплуатации; *5* — нефтеносный пласт; *6* — интервал перфорации; *7* — схема перетока.

в — месторождение Крещено-Буляк, скв. 219; кривые: *1* — КС, *2* — ПС; *3* — термограмма, зарегистрированная в процессе эксплуатации; *4* — коллектор; *5* — интервал перфорации; *6* — интервал притока; *7* — схема перетока; *8* — аномалия температуры, обусловленная дросселированием воды за колонной

Таблица IX.6

Применение термометрии скважин

Группа задач	Решаемые задачи	Вид поля и методика исследования — индекс табл. IX. 5	Способ решения	Примечания
I. Литолого-тектонические задачи региональной геологии и геотермии	1. Определение естественной и прогнозирование ожидаемой температур пород на заданной глубине	С	Отсчет температуры по геотермограмме. Расчет по формуле (IX.1) на основе среднего значения геотермического градиента в исследованной части разреза	
	2. Корреляция разрезов скважин при региональных исследованиях		По геотермическим реперам-пластам, толщам пород с аномальной величиной геотермического градиента [37, 41]	
	3. Изучение тектонического строения не вскрытых бурением горизонтов		Построение геолого-геотермических разрезов, схем изотерм на заданной глубине, схем равных глубин для заданной температуры [41, 117]	
	4. Изучение гидрогеологической и мерзлотной (криологической) характеристики исследуемых районов		То же, что. п. 3 с добавлением схем изотерм для кровли (подошвы) отдельных комплексов пород и схем изоградиентов температуры [41, 117]	
II. Детальное исследование разрезов с учетом данных других методов ГИС	5. Расчленение разрезов мощных толщ карбонатных или глинистых пород на отдельные горизонты (пласты)	С	По величине теплового сопротивления (градиенту температуры) [37, 117]	
		Н	По темпу восстановления температуры [85]	
	6. Выявление водонасыщенных коллекторов	С	По аномально низкой величине теплового сопротивления [117]	Аналогичный режим наблюдается в хемогенных и кристаллических породах
		Н	По аномально высокому темпу восстановления температуры [85]	

Продолжение табл. IX.6

Группа задач	Решаемые задачи	Вид поля и методика исследования — индекс табл. IX. 5	Способ решения	Примечания
	7. Определение газоносности карбонатных *или песчано-глинистых* комплексов	С	По высокому тепловому сопротивлению (близкому к сопротивлению глин)	
		Н	По низкому темпу восстановления температуры [85]	
	8. Выявление зон поглощения промывочной жидкости в процессе бурения	Н	По аномально низкому темпу восстановления температуры (время восстановления геотермической температуры может составлять несколько недель или месяцев)	Границы работающих толщин уточняют по (IX.2), учитывая время работы и простоя (рис. IX.8, *б*)
III. Определение термо- и гидрогазодинамических характеристик эксплуатируемых объектов с целью контроля их работы	9. Контроль различных процессов в пластах: движения закачиваемой или отбираемой жидкости, газа; теплового воздействия и т. п.	С	Сравнительный анализ геотермограмм и термограмм, зарегистрированных в определенные моменты разработки *как в одной, так и в разных скважинах* [69]	Анализ — в наблюдательных скважинах
		Н	По аномально высокому темпу восстановления температуры, не соответствующему литологии разреза	Контроль — в остановленных эксплуатационных скважинах
	10. Определение работающих мощностей пластов и интервалов *поглощения (притока)*	Н	В поглощающих толщах пластов нагнетательных скважин темп восстановления температуры аномально низкий (рис. IX.8, *а*) В работающих толщах пластов добывающих скважин темп восстановления температуры не соответствует литологии пород (высокий при $t_{пр}=1 \div 5$ ч, низкий при $t_{пр}>10$ ч)	
		К	1. Интервалы притока в ствол скважины определяют (рис. IX.9 и IX.10): а) нижний — по аномалии дросселирования, в ее отсутствии — по уменьшению геотермического градиента; б) вышележащие — по аномалии калориметрического смешивания	
			2. Интервалы ухода флюида из ствола при нагнетании (поглощении) выявляют: по аномально низкому или нулевому градиенту температуры (см. рис. IX.13, *б*, кривая *4*, пласт *I*) 3. Нижняя граница движения флюида по стволу фиксируется резким изменением температуры в сторону геотермической (см. рис. IX.13, *б*, кривая *4*; рис. IX 8, *а*, *кривая 8*)	
	11. Оценка относительных дебитов и пластовых давлений совместно эксплуатируемых отдающих пластов по термограммам в интервалах смешивания	К	1. Если депрессии на пласты близки (см. рис. IX.10), то дебит $Q_п$ каждого пласта, начиная с верхнего, определяют по (IX.4) в виде $Q_п=Q(T_в-T_{см})/(T_в-T_{вх})$, где $Q=Q_п+Q_в$; $T_{см}$ и $T_в$ отсчитывают по термограмме соответственно в кровле и подошве интервала притока; температуру поступающего из пласта флюида $T_{вх}$ определяют: а) для нижнего пласта $T_{вх.н}$ по термограмме, б) для середины каждого из вышележащих — при известном $\Delta T_\varepsilon=\varepsilon(p_{пл}-p_{заб})$ — по (IX.3); при неизвестном ΔT_ε — принимают аналогичным нижнему и считают $T_{вх}=T_{вх.н}-\Gamma\Delta H=T_{г.усл}$, где $T_{г.усл}$ — условная геотермическая температура; ΔH — расстояние между серединами исследуемого и нижнего пластов 2. Если депрессии на пласты различны, но имеются данные расходометрии, пластовое давление $p_{пл}$ каждого пласта оценивают по (IX.3) в виде $p_{пл}=p_{заб}+(T_{вх}-T_г)/\varepsilon$, где $p_{заб}$, $T_г$, ε должны быть известны, а $T_{вх}$ определяют: а) для нижнего пласта — по термограмме, б) для вышележащих пластов — по (IX.4) в виде $T_{вх}=T_{см}Q/Q_п-T_вQ_в/Q_п$	1. При исследовании через (НКТ) насосно-компрессорные трубы перекрытых и эксплуатируемых по трубам интервалов задача не решается 2. Режим эксплуатации должен исключать поглощение флюида в работающей толще пород 3. Расчеты возможны для флюидов с одинаковыми теплоемкостями и коэффициентом Джоуля — Томсона, т. е. для однофазных потоков однородных флюидов 4. Влияние на расчеты мощности пласта и неравномерности притока по мощности см. в [26]

Продолжение табл. IX.6

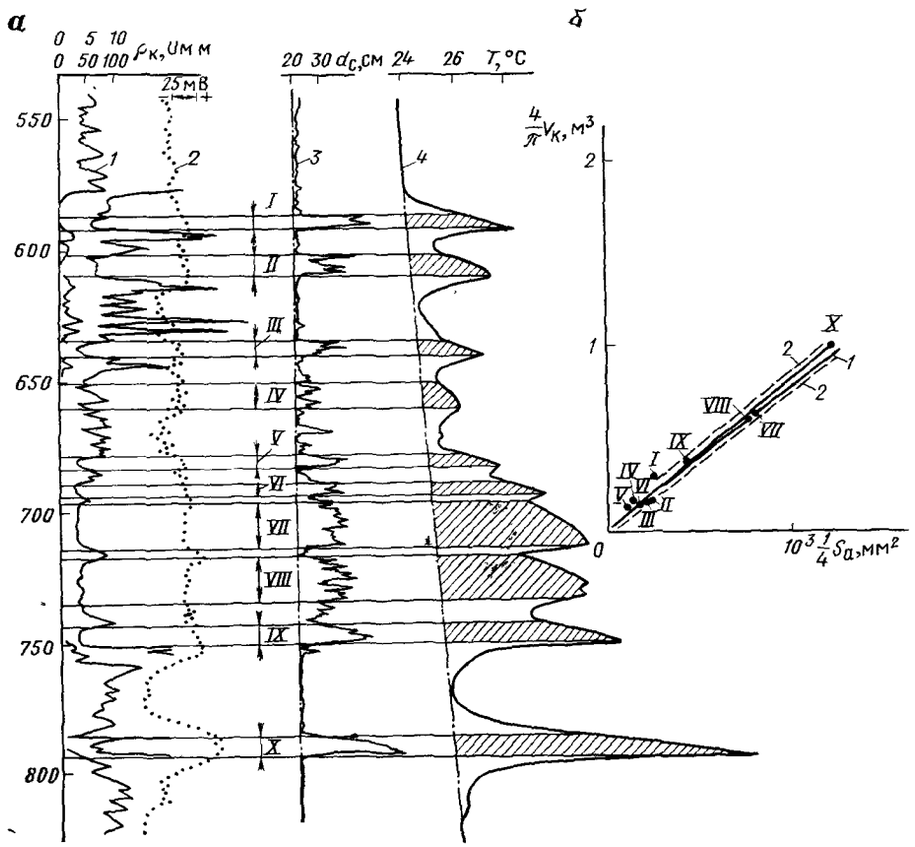
Группа задач	Решаемые задачи	Вид поля и методика исследования — индекс табл. IX.5	Способ решения	Примечания
			3. Если депрессии на пласты различны и данных расходометрии нет, то дебиты и пластовые давления определяют, вводя в расчеты уравнения фильтрации: а) при известных фильтрационных сопротивлениях — по термограмме, зарегистрированной на одном режиме отбора [26] б) при неизвестных фильтрационных сопротивлениях — совместной обработкой термограмм, зарегистрированных при разных режимах отбора [26]	
	12. Определение относительных дебитов совместно эксплуатируемых пластов по термограммам вне интервалов притока	К	1. Метод касательной. На произвольном расстоянии H от места притока определяют геотермическую температуру $T_г$, температуру T, ее градиент dT/dH в потоке флюида. Вычисляют нормированный коэффициент теплоотдачи $B=(T-T_г)/dT/dH$ и по (IX.6) рассчитывают массовый расход Q флюида 2. Метод площади (рис. IX.11). На расстояниях H_1 и H_2 от притока определяют температуры T_1 и T_2 потока и площадь S (градус·м) между термограммой и геотермограммой. Вычисляют $B=S/(T_1-T_2)$ и затем Q аналогично предыдущему	1. При интервале обработки до 200 м можно определить дебиты $3 \div 5<Q<1000$ г/с $(3 \div 5<B<1000)$ 2. При $Q<3 \div 5$ г/с термограмма не отличима от геотермограммы 3. При $Q>1000$ г/с термограмма параллельна оси глубин
	13. Оценка относительной приемистости отдельных поглощающих интервалов в нагнетательных скважинах	К	Обрабатывают термограмму выше интервала поглощения методом площади (см. п. 12.2)	При закачке флюида с расходом $Q>1$ кг/с задача не решается
		Н	Регистрируют термограммы $T_к$ и $T_н$ соответственно при квазистационарном режиме закачки и через $t=1 \div 5$ сут после ее прекращения. По кривой $T_к$ уточняют интервалы ухода флюида из ствола. На кривой $T_н$ экстраполируют наклон термограммы над интервалом поглощения и находят площадь S между фактической и экстраполированной кривыми в пределах выделенных пластов Поинтервальную относительную приемистость находят	

			по отношению площади ΔS данного интервала к общей площади (Т. Г. Новак, 1957 г.)	
	14. Выявление межпластовых перетоков по стволу скважины	С	Перетоки выявляют аналогично п. 9. Возможные случаи перетоков и соответствующие им виды термограммы приведены на рис. IX.12	Наблюдательные скважины с открытой продуктивной частью разреза
		Н	Интервал перетока характеризуется аномально быстрым темпом изменения температуры в первые 1—5 ч после остановки скважины, в дальнейшем, как правило, температура практически не меняется, так как образуется квазистационарное тепловое поле перетока (рис. IX.13, *а*)	Остановленные эксплуатационные скважины
		К	Наличие перетока определяют, как правило, по инверсии аномалий калориметрического смешивания при изменении режима отбора (рис. IX.13, *б*). Сопоставляя термограммы, зарегистрированные при разных режимах отбора, выделяют отдающие и поглощающие пласты (см. п. 10). Схему перетока уточняют по пластовым давлениям (см. п. 11.3)	Эксплуатируемые скважины
IV. Изучение технического состояния скважин	15. Оценка эффективности работ по увеличению проницаемости пород в прискважинной зоне	Н, К	Аналогично пп. 10 и 13 в процессе воздействия на породы и пп. 11 и 12 при оценке продуктивности	
	16. Выявление межпластовых заколонных перетоков без выхода в ствол скважины	С	Перетоки выявляют по признакам, приведенным в п. 14 (рис. IX.14). Аномалии температуры наблюдаются при интенсивности перетока более 5 г/с	Наблюдательные и другие простаивающие скважины, застойные зоны (зумпф) эксплуатационных скважин

Продолжение табл. IX.6

Группа задач	Решаемые задачи	Вид поля и методика исследования — индекс табл. IX.5	Способ решения	Примечания
		Н	Интервалам перетока соответствует аномально быстрый темп изменения температуры аналогично п. 14 Н (см. рис. IX.13, *а*)	Остановленные эксплуатационные скважины
		К	Интервалам перетока соответствуют участки резкого изменения градиента температуры в стволе скважины (рис. IX.15, кривая *4*)	Выявляются перетоки, дебит которых соизмерим или много больше расхода флюида по стволу
	17. Выявление заколонных перетоков в интервал перфорации	Н	В интервале перетока наблюдается аномальный темп изменения температуры в стволе скважины:	
	а) из пластов выше перфорации		а) если переток после остановки скважины не прекращается, то на участке перетока устанавливается квазистационарное распределение температуры, аналогичное случаям, приведенным на рис. IX.12, *б* (см. рис. IX.15, *б*),	
			б) если переток после остановки скважины прекращается, то изменения температуры аналогичны п. 10 (рис. IX.15, *в*),	
	б) из пластов ниже перфорации		а) если переток не прекращается после остановки скважины, то на термограммах сохраняются те же аномалии температуры, что и в действующей скважине (рис. IX.15,*в*),	
			б) если переток после остановки скважины прекращается, то изменения температуры аналогичны п. 10	
	18. Уточнение рабочих участков в интервале перфорации (фильтра)	К	Рабочие участки определяют так же, как в п 10	
	19. Исследование герметичности обсадных (эксплуатационных) колонн и фонтанных (лифтовых) труб	Н	По темпу изменения температуры определяют, как и в п 10, мощности пластов, работающих через негерметичную колонну	
		К	а Регистрируют серию термограмм в процессе закачки или отбора флюида — способы продавливания или оттартывания [37, 117]	В обсаженных неперфорированных скважинах
			б. Выявление аномалий температуры производят так же, как в п. 10, вне интервалов перфорации (фильтра)	В эксплуатируемых скважинах
	20. Определение высоты подъема и степени заполнения заколонного пространства цементом	Н	По термограмме ОЦК (определения цементного кольца) поинтервально определяют площадь $S_а$ аномалий температуры (рис. IX.16, *а*) для тех же интервалов по кавернограмме рассчитывают объем $V_к$ заколонного пространства и находят отношение $\alpha = S_а / V_к$. При нормальном цементаже во всех интервалах $S_а / V_к = const = \alpha_0$ (рис. IX.16) При частичном заполнении заколонного пространства цементом величина α аномально низка ($\alpha < \alpha_0$). При поглощении цемента каким-либо пластом α аномально высока ($\alpha > \alpha_0$). Степень заполнения заколонного пространства цементом (в процентах) оценивают по величине $\varepsilon = (\alpha/\alpha_0)100$	

Примечание. Таблица составлена при участии М. И. Кременецкого



▲

Рис. IX.16. Оценка качества цементирования колонны по термограмме ОЦК.

а — данные ГИС; кривые: *1* — КС, зонд *B2,5A0,5M*, *2* — ПС; *3* — кавернограмма; *4* — термограмма ОЦК, зарегистрированная через 20 ч после заливки цемента (площади аномалий температуры заштрихованы); *I — X* — интервалы совместной обработки термограммы и кавернограммы.
б — результаты статистической обработки данных термограммы (S_a) и кавернограммы ($V_к$); *1* — прямые регрессии; *2* — границы доверительного интервала. Заколонное пространство в интервалах обработки полностью заполнено цементом, так как все точки лежат в пределах доверительного интервала

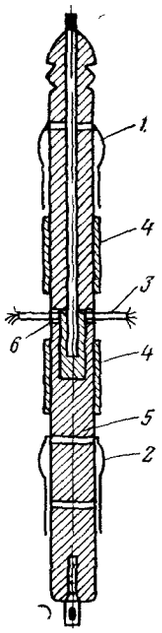


Рис. IX.17. Зонд для каротажа ЭП.

1 и *2* — верхний и нижний центрирующие фонари; *3* — щеточный электрод *M*; *4* — электрод *N*; *5* — корпус зонда (изоляционный материал); *6* — резиновые кольца, зажимающие проволоки щеток

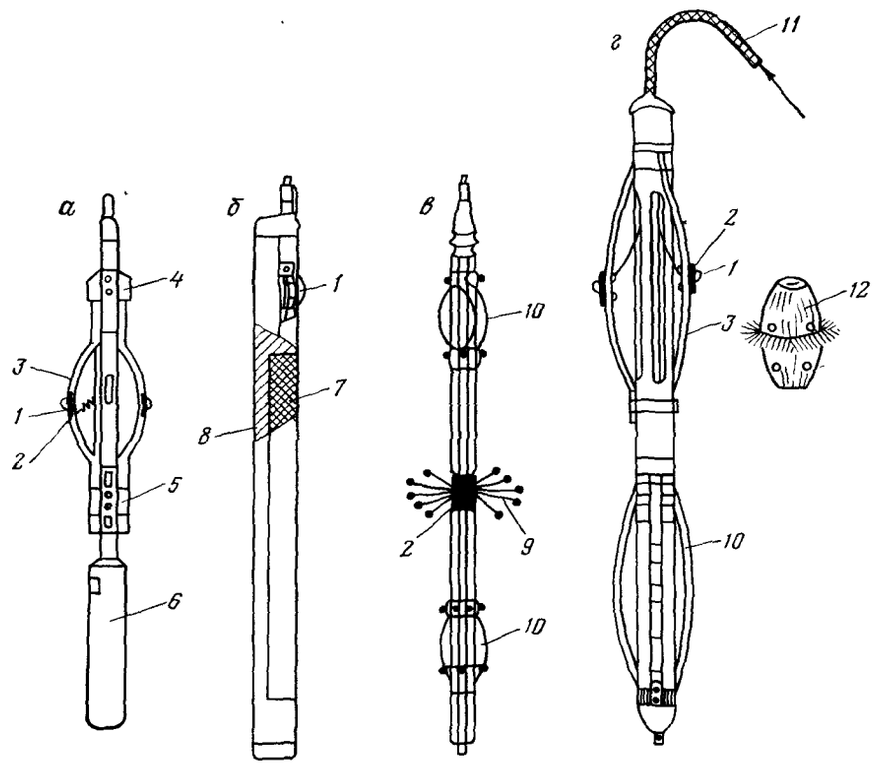


Рис. IX.18. Зонды СК:

а — трехэлектродный для вертикальных скважин, *б* — одноэлектродный для наклонных скважин, *в* — щеточный, *г* — универсальный зонд; *1* — электроды; *2* — изолирующие обоймы; *3* — рессоры; *4* и *5* — муфты; *6* — груз; *7* — вставка из свинца; *8* — эбонитовый или деревянный корпус; *9* — щеточный электрод; *10* — пружинные центрирующие фонари; *11* — кабель; *12* — съемный щеточный электрод универсального зонда

пачки. Края колпачков прижаты к изоляции провода и обжаты. Диаметр электрода *M* должен превышать диаметр скважины на 5—10 мм.

Электрод *N* состоит из двух соединенных между собой цилиндров, расположенных на изолированном корпусе зонда симметрично относительно щеточного.

При измерении электрод *N* соединяют с положительной клеммой регистрирующего прибора, чтобы рудные интервалы отличались возрастанием потенциала. Масштаб записи около 100 мВ/см, скорость каротажа: при поисковых работах — 100—200 м/ч, при детализационных 50—100 м/ч.

Измеряемая при ЭП разность потенциалов обычно не превышает нескольких десятков милливольт; она увеличивается до нескольких милливольт в сульфидных рудах, графитизированных породах, антрацитах и т. д. Величина электродного потенциала зависит от вещественного состава руд (наибольшая для пирита, наименьшая для галенита), характера оруденения (массивное, вкрапленное) и размеров рудного тела, типа промывочной жидкости, времени контакта электрода с рудным телом и других факторов.

Метод скользящих контактов (СК). При СК с использованием одной из схем одноэлектродного каротажа измеряется сопротивление заземления электрода *A*, передвигающегося по стенке скважины. Измерения выполняются в сухих и заполненных жидкостью скважинах. СК обеспечивает четкую дифференциацию разреза по сопротивлению. Его используют для изучения разреза, представленного рудами с электронной проводимостью, залегающими среди пород высокого сопротивления.

Применяют одноэлектродные зонды или зонды с двумя-тремя электродами для исследования скважин по нескольким образующим (рис. IX.18).

Основной тип электродов при СК — точечный (изолированный от корпуса зонда электрод с победитовым наконечником). При выделении рудных тел сравнительно большой мощности применяют щеточные электроды. Вблизи электродов (в пределах до 30 см) не должно быть неизолированных деталей. При плохо проводящих рудах используют зонды с изолированными от промывочной жидкости электродами или с экранированными электродами.

Для получения наиболее достоверных результатов принимаются следующие меры.

1. Максимально снижают сопротивление токовой цепи.

2. В качестве заземления *B* используют обсадные трубы соседних скважин, или выходящие на поверхность рудные тела. В отсутствии хорошего заземления на поверхности СК измерения проводят с двумя диаметрально расположенными скользящими контактами *A* и *B*.

3. Используют напряжение питания 15—20 В.

4. Скорость подъема зонда в рудной зоне берут 50—100 м/ч.

Для записи кривых СК и ЭП применяют малоинерционные регистрирующие приборы.

Глава X

РАЗЛИЧНЫЕ ОПЕРАЦИИ В СКВАЖИНАХ

§ 39. ИЗМЕРЕНИЕ ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ

Диаметр скважины измеряют с помощью каверномеров и каверномеров-профилемеров (табл. X.1 и табл. X.2). Каверномер состоит из нескольких (минимум трех) измерительных рычагов, контактирующих со стенкой скважины, и датчика, с помощью которого отклонения рычагов преобразуются в электрический сигнал, характеризующий диаметр скважины. Диаметр, измеренный каверномером, — диаметр окружности, проходящей через наиболее удаленные от оси прибора точки измерительных рычагов, или удвоенное значение средней величины расстояний указанных точек от оси прибора.

При измерениях профилемером определяется диаметр (или радиус) скважины в одной или нескольких плоскостях, проходящих через ось скважины.

При потенциометрической (мостовой) схеме измерений каверномером (см. § 69) обычно пользуются понятием нулевой диаметр d_0, которому соответствует нулевое напряжение в измерительной диагонали моста. Постоянная[1] каверномера C в См/Ом — коэффициент пропорциональности между изменением $\Delta U/i$ и изменением диаметра скважины d_c (i — сила тока питания мостовой схемы в мА: ΔU — напряжение, регистрируемое измерительным прибором в мВ); диаметр скважины

$$d_c = d_0 + C\frac{\Delta U}{i}.$$

В результате измерения каверномерами получают кривую изменения диаметра скважины по ее стволу — кавернограмму.

Кавернограммы используют для подсчета объема затрубного пространства при определении необходимого количества цемента для цементирования скважины; выявления наиболее благоприятного интервала установки башмака колонны или испытателя пластов при испытании скважины; контроля состояния ствола скважины при бурении; получения исходных данных о диаметре скважины для интерпретации материалов БКЗ и радиоактивного каротажа; уточнения геологического разреза скважины.

Измерение диаметра скважины в двух и более плоскостях по оси скважины (профилеметрия) позволяет судить о форме сечения скважины, выявлять в ней наличие желобов и других аномальных отклонений.

Увеличение диаметра скважины наблюдается: в глинистых породах, размокающих (набухание глинистых частичек) и обрушивающихся в результате этого; в каменной и калийной солях, растворяющихся в промывочной жидкости; в некоторых рыхлых песках, размывающихся в процессе бурения струей промывочной жидкости; в некоторых кавернозных известняках и доломитах, а также при пересечении скважиной карстовых пустот.

Уменьшение диаметра скважины наблюдается: против проницаемых пород за счет образования против них глинистой корки вследствие фильтрации промывочной жидкости в пласт; на участках, сложенных пластическими глинами, образующими при бурении сальники.

Значительные отклонения формы сечения скважины от кольцевой (желоба) наблюдаются в результате многократного и одностороннего воздействия колонны бурильных труб на стенку скважины во время спуско-подъемных операций.

§ 40. ИЗМЕРЕНИЕ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Указанные измерения необходимы для: контроля сохранения заданного направления оси скважины в пространстве, что особенно важно при наклонно-направленном бурении; контроля отсутствия резких отклонений ствола скважины, которые могут вызвать осложнения при бурении; получения необходимых исходных данных для геологических построений, определения положения и глубины залегания элементов разреза скважины (пласта, забоя и т. д.).

Основные геологические причины, вызывающие искривление вертикальной скважины

[1] *Значения d_0 и C на практике определяют экспериментально путем градуировки скважинного прибора.*

Таблица X.1

Каверномеры

Прибор	Устройство	Условия спуска в скважину и способ раскрытия	Измерительное устройство
Каверномер КС-3	Основными узлами каверномера являются: рычажная система, датчики, раскрывающее устройство, корпус Рычажная система предназначена для преобразования угловых перемещений измерительных рычагов в линейное перемещение толкателей, кинематически жестко связанных с датчиками. Измерительные рычаги под действием толкателей, нагруженных пружиной, постоянно прижимаются к стенкам скважины Датчики состоят из реостата и ползунка Раскрывающее устройство предназначено для одноразового раскрытия рычагов в любом интервале скважины по команде с поверхности Корпус служит для размещения в нем измерительной электрической схемы Для управления кавернометром имеется наземная панель, с помощью которой осуществляется питание и управление прибором в скважине	*Со сложенными рычагами. которые удерживаются в закрытом состоянии шариковым замком. Раскрывается по команде с поверхности*	Прибор имеет два омических датчика. *Схема соединения потенциометрическая.* Передача движения от каждой противоположной пары рычагов на ползунок и корпус датчика осуществляется через толкатели. Сопротивление потенциометра 217 Ом. Прибор измеряет средний диаметр скважины
Каверномер КМ-2	Отличается от каверномера КС-3 меньшим диаметром прибора	Раскрывается как и КС-3	Измеряется только усредненный диаметр скважины с помощью трех жестко связанных рычагов. Схема измерения потенциометрическая
Скважинный каверномер-профилемер СКП-1	Состоит из двух основных блоков — электронного и электромеханического. Электронный блок включает преобразователи, усилители мощности и узел питания. Электромеханический блок состоит из четырех измерительных рычагов, шарнирно закрепленных в корпусе, толкателей с пружинами, электромагнита, реостатных датчиков, штепсельного разъема и переходного	*Со сложенными измерительными рычагами, раскрывается с помощью электромагнита по команде с поверхности*	Измеряет два взаимно перпендикулярных диаметра и их полусумму. В приборе применена система с частотными модуляцией и разделением каналов Сигналы с реостатных датчиков каждой пары измерительных рычагов поступают в электронный блок, где преобразовываются и подаются на поверхность.

Продолжение табл. X.1

Прибор	Устройство	Условия спуска в скважину и способ раскрытия	Измерительное устройство
	моста для соединения с электронным блоком		*Сопротивление каждого* реостатного датчика 100 Ом
Прибор электрического каротажа и кавернометрии К2-741	Прибор работает в комплекте с панелью ИПЧМ. Питание аппаратуры производится от выпрямителя УВК-2 и генератора УГ-1 Отличается от СКП-1 конструкцией электронного и электромеханического блоков и наличием зондов стандартного электрического каротажа	*Со сложенными измерительными* рычагами Раскрывается по команде с поверхности; по окончании измерений закрывается и поднимается на поверхность	Измеряет два взаимно перпендикулярных диаметра и их полусумму. Датчики индуктивные. Сопротивление каждой катушки 27 Ом, индуктивность 6,8 мГн. Рычажная система независимая. Измеряются сигналы, поступающие от каждой пары измерительных рычагов. Полусумма измеряется с помощью коммутационной вставки к блоку Б2
	Прижатие измерительных рычагов к стенкам скважины осуществляется системой пружин, обеспечивающей неизменную силу прижатия и позволяющей производить неограниченное число циклов раскрытия — закрытия		
	Прижимное устройство заполнено трансформаторным маслом, имеет компенсатор давления Прибор работает совместно с блоками Б1 и Б2		

Примечание. Все приборы выпускаются Уфимским заводом геофизического приборостроения, за исключением К2-741, который изготовляется опытным производством СКТБ ПГ (г. Грозный).

Таблица X 2

Основные параметры каверномеров

Параметры	КС-3	КМ-2	СКП-1	К2-741
Число жил кабеля, на которое рассчитан прибор	3	3	1	1
Диапазон измеряемых диаметров, мм	100—800	40—400	100—760	80—600
Погрешность измерений диаметров, мм	±10	±4	±10	±10
Максимальное наружное гидростатическое давление, МПа	98	20	98	150
Максимальная рабочая температура, °С	150	100	150	200
Диаметр прибора, мм	80	36	73	73
Длина прибора, мм	1500	1660	2900	3440*
Масса прибора. кг	35	8	50	66*

* *Длина и масса прибора К2-741 указаны без зонда: длина зонда 1800 мм; масса зонда 30 кг.*

жины: различная твердость бурящихся пород и частое их переслаивание; значительный угол падения пластов.

Отклонение вертикальных скважин обычно имеет следующие закономерности: при пологом залегании пластов (угол падения до 10°) обычно не наблюдается каких-либо преимущественных направлений искривления; при углах падения пластов 10—45° преобладает направление отклонения от вертикали вверх по восстанию пород; ось ствола скважины стремится занять положение, перпендикулярное к плоскостям напластования; при углах падения более 60° преобладают направления отклонения вниз по падению пласта, ось ствола скважины стремится занять положение, параллельное напластованию пластов.

Основные понятия, связанные с искривлением скважин, даны в табл. X.3.

Для определения угла и направления отклонения оси скважины от вертикали широко применяют инклинометры, в которых ориентировка осуществляется по магнитному полю Земли.

Магнитное поле Земли характеризуют следующими величинами: напряженностью T; горизонтальной составляющей магнитного поля H — проекцией вектора T на горизонтальную плоскость; направлением магнитного меридиана — направлением составляющей H; *наклонением* I — углом между вектором магнитного поля Земли и его горизонтальной составляющей; склонением D — углом между направлениями географического и магнитного меридианов; если магнитный меридиан отклонен к востоку от географического, склонение считают восточным, или положительным, если к западу — западным, или отрицательным.

Магнитное поле Земли меняется от пункта к пункту и, кроме того, претерпевает некоторые изменения со временем, из которых существенное значение имеют изменения от года к году (вековые вариации) Эти вариации необходимо учитывать при использовании угла склонения D.

Магнитное поле Земли в скважине практически такое же, как и на поверхности Земли (при отсутствии пластов, содержащих сильномагнитные минералы).

Приборы, определяющие азимут направления оси скважины по магнитному полю Земли, применимы только в необсаженных стальными обсадными колоннами скважинах. Корпуса таких приборов и их детали изготавливают из немагнитных материалов. Для работы в обсаженных скважинах, а также в бурильных трубах, применяют гироскопические инклинометры[1].

Определение угла отклонения скважины от вертикали обычно производится с помощью отвеса. Оно не зависит от наличия в скважине сильномагнитной среды.

В настоящее время для определения элементов искривления скважин применяются также инклинометры с точечной регистрацией (КИТ, КИТ-А). Измерения проводят *при подъеме прибора*, в отдельных точках после полной остановки кабеля обычно через 50 м в вертикальных скважинах, через 5 м — в наклонно-направленных. Инклинометры более совершенной конструкции с непрерывной регистрацией элементов искривления скважин пока применяются ограниченно.

Основные причины погрешности в результатах измерений инклинометрами: нарушение изоляции в электрических схемах скважинного прибора и наземной панели, а также в каротажном кабеле; непараллельность осей инклинометра и сква-

[1] Гироскопические инклинометры применяют в основном при исследовании рудных скважин. Эти инклинометры изготавливаются в ЧССР.

Таблица X.3

Основные понятия, связанные с искривлением скважины

Термин	Обозначение	Определение
Искривление, кривизна скважины	—	Отклонение оси скважины от заданного направления; характеризуется углом отклонения от вертикали и направлением (азимутом) этого отклонения в данной точке
Угол отклонения оси скважины от вертикали (кривизна, угол кривизны или искривления)	φ	—
Угол наклона скважины	$90°-\varphi$	Угол между осью скважины и горизонтальной плоскостью
Направление отклонения оси скважины от вертикали (см. также азимут, дирекционный угол отклонения оси скважины от вертикали)	—	Угол в горизонтальной плоскости между каким-либо фиксированным направлением и проекцией взятого участка оси скважины на эту плоскость, направленный в сторону увеличения глубин
Азимут (магнитный) отклонения оси скважины от вертикали (азимут кривизны, азимут искривления)	α	Отсчитываемый по ходу часовой стрелки угол между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, взятой в сторону увеличения глубин
Истинный (географический) азимут отклонения оси скважины от вертикали	$\alpha \pm D$	То же, но угол отсчитывают от северного конца географического меридиана по ходу часовой стрелки (через восток)
Дирекционный угол какого-либо направления	ν	Угол между северным концом осевого меридиана (среднего меридиана данной полосы) и заданным направлением, отсчитывают от северного конца меридиана по ходу часовой стрелки
Дирекционный угол отклонения оси скважины от вертикали	$\nu=\alpha \pm D+\xi$	Дирекционный угол горизонтальной проекции элемента оси скважины, взятой в сторону увеличения глубины
Плоскость искривления (плоскость кривизны)	—	Плоскость, проходящая через вертикаль и ось скважины на данном ее участке Дирекционный угол и азимут плоскости искривления α и φ
Профиль скважины	—	Пространственное положение оси скважины, выраженное аналитически или показанное графически
Инклинограмма	—	Проекции оси скважины на горизонтальную или вертикальные плоскости
Удлинение ствола скважины; укорочение проекции на вертикаль; поправка за кривизну	—	Разница между глубиной забоя (или иной точки скважины) по стволу скважины и по вертикали
Отход (смещение) забоя или какой-либо точки скважины	—	Смещение горизонтальной проекции забоя или рассматриваемой точки скважины относительно устья; характеризуется направлением (азимутом) и длиной

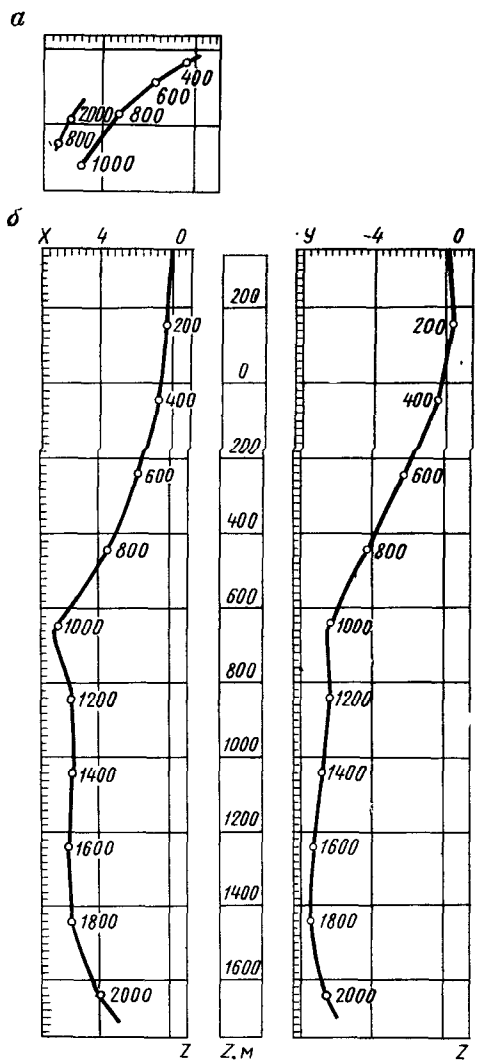


Рис. X.1. Инклинограмма, полученная по данным обработки на ЭВМ.

Проекции: *а* — на горизонтальную плоскость, М 1 : 200, $x=0$, $y=0$, *б* — на вертикальные плоскости ZX, ZY, М 1 : 10 000 (глубины)

жины из-за высокой кавернозности скважинного ствола (для снижения этой погрешности обычно увеличивают длину прибора, присоединяя к нему немагнитный груз-направление) недостаточный контроль работы инклинометра (для контроля используют установочные столы, с помощью которых инклинометру можно задать любое положение с определенным углом и азимутом отклонения от вертикали, наиболее распространен стол УСИ-2).

При проверке и эталонировании инклинометров с магнитной стрелкой или зондом следует исключить влияние посторонних магнитных полей.

Результаты измерения искривления скважины представляются в виде таблицы со значениями угла φ отклонения оси скважины от вертикали, магнитного азимута α и дирекционного угла ν направления этого отклонения.

Дирекционный угол получают по магнитному азимуту из формулы

$$\nu = \alpha + \xi \pm D,$$

где D — магнитное склонение (восточное прибавляется, западное вычитается); ξ — Угол сближения — угол между осевым меридианом и меридианом в данной точке, он может быть как положительным, так и отрицательным. Значение $\xi \pm D$ обычно указывается на картах магнитного поля Земли.

В таблице иногда приводят расстояния *от устья скважины до проекции точки из*мерения на вертикаль, проходящую через Устье. По результатам измерений составляют проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость — инклинограмму. При построении инклинограммы условно считают, что для всего интервала скважины между двумя точками измерений φ и α постоянны и равны значению их для нижней точки.

Горизонтальная проекция интервала, отклоненного от вертикали на угол φ (смещение оси скважины от вертикали в пределах этого интервала),

$$\Delta l = l_i \sin \varphi_i,$$

где l_i — длина i-го интервала скважины.

Горизонтальная проекция участка скважины и скважины в целом получается путем последовательного построения проекций отдельных интервалов начиная с начального (наименьшей глубины). Смещение оси скважины при углах отклонения от вертикали менее 1° не учитывается; при углах 1—2° берут укрупненные интервалы с усредненными значениями α и φ.

Расстояние от начальной точки первого интервала до конечной точки последнего интервала дает смещение скважины по горизонтали на данном участке. На инклинограмме отмечают величину и направление смещения. Для построения инклинограмм широко используют имеющиеся в геофизических организациях ЭВМ (рис. X.1).

Данные об искривлении скважин используют для решения следующих задач:

а) определения истинной глубины Z (расстояния по проекции на вертикаль)

$$Z = \sum H_i \cos \varphi_i,$$

где H_i и φ_i — длина и угол отклонения от вертикали отдельного i-го интервала; при постоянной длине интервала H_i, обозначая $\Sigma H_i = H$, получают

$$Z = H \sum \cos \varphi_i;$$

б) определения укорочения ствола скважины (поправки за кривизну)

Таблица X.4

Данные для подсчета Z и ΔL

Угол φ	Смещение скважины по горизонтали на 100 м длины ствола, м	Расстояние Z по вертикали на 100 м длины ствола, м	$\Delta L=100-Z$, м	Угол φ, градус	Смещение скважины по горизонтали на 100 м длины ствола, м	Расстояние Z по вертикали на 100 м длины ствола скважины, м	$\Delta L=100-Z$, м
0°15′	0,44	100,00	0,00	10	17,37	98,48	1,52
0°30′	0,87	100,00	0,00	11	19,08	98,16	1,84
0°45′	1,31	99,99	0,01	12	20,79	97,82	2,18
1°	1,75	99,99	0,01	13	22,50	97,44	2,56
1°15′	2,18	99,98	0,02	14	24,19	97,03	2,97
1°30′	2,62	99,97	0,03	15	25,88	96,56	3,41
1°45′	3,05	99,95	0,05	16	27,56	96,13	3,87
2°	3,49	99,94	0,06	17	29,24	95,63	4,37
2°15′	3,93	99,92	0,08	18	30,90	95,11	4,89
2°30′	4,36	99,91	0,09	19	32,56	94,56	5,45
2°45′	4,80	99,89	0,11	20	34,20	93,97	6,03
3°	5,23	99,86	0,14	21	35,84	93,36	6,64
3°15′	5,67	99,84	0,16	22	37,46	92,72	7,28
3°30′	6,11	99,81	0,19	23	39,07	92,05	7,95
3°45′	6,54	99,79	0,21	24	40,67	91,36	8,64
4°	6,98	99,76	0,24	25	42,26	90,63	9,37
4°15′	7,41	99,73	0,27	26	43,84	89,88	10,12
4°30′	7,85	99,69	0,31	27	45,40	89,10	10,90
4°45′	8,28	99,66	0,34	28	46,95	88,30	11,70
5°	8,72	99,62	0,38	29	48,48	87,46	12,54
5°15′	9,15	99,58	0,42	30	50,00	86,60	13,40
5°30′	9,59	99,54	0,46	31	51,50	85,72	14,28
5°45′	10,02	99,50	0,50	32	52,99	84,81	15,19
6°	10,45	99,45	0,55	33	54,46	83,87	16,13
6°30′	11,32	99,36	0,64	34	55,92	82,90	17,10
7°	12,19	99,26	0,74	35	57,36	81,92	18,08
7°30′	13,05	99,14	0,86	36	58,78	80,90	19,10
8°	13,92	99,03	0,97	37	60,18	79,86	20,14
8°30′	14,78	98,90	1,10	38	61,57	78,80	21,20
9°	15,64	98,77	1,23	39	62,93	77,72	22,28
9°30′	16,51	98.63	1,37	40	62,28	76,60	23,40

$$\Delta L = H - Z = \sum H_i (1 - \cos \varphi_i)$$

или при равных интервалах

$$\Delta L = H \sum (1 - \cos \varphi_i);$$

для подсчета Z и ΔL имеются номограммы и таблицы (табл. X.4):

в) определения истинной мощности пласта h по его видимой (кажущейся) мощности $h_к$:

$$h = h_к \cos \gamma_к,$$

где $\gamma_к$ — угол встречи пласта скважиной.

§ 41. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЗАЛЕГАНИЯ ПЛАСТОВ

Определения элементов залегания пластов (табл. X.5 и X.6) необходимы для составления основных геологических документов (нормальной литологической колонки, корреляционных схем, профилей, структурных карт и т. д.), на основании которых проектируются, осуществляются и оцениваются поисково-разведочные работы на любые полезные ископаемые. Уже по первой скважине на разведуемой площади данные об элементах залегания пластов помогают решать ряд вопросов разведки: оценка формы залежей полезных ископаемых; определение местоположения тектонических нарушений и их ориентировки в пространстве; выявление наличия и ориентировки косой, перекрестной и т. д. слоистости и определение направления сноса песчаного материала; определение ориентировки трещиноватости горных пород; проверка соответствия структурных планов разновозрастных геологических горизонтов; определение места заложения последующих разведочных скважин.

В практике исследований нефтяных и газовых скважин применяется пластовая наклонометрия с электродной установкой электрического каротажа. Наиболее информативен метод бокового микрокаротажа.

Исходными данными для определения элементов залегания пластов по результатам пластовой наклонометрии являются (рис. X.2): кривые *I—III*, записанные измерительными электродами (*1—3*), расположенными по ходу часовой стрелки (если смотреть сверху) через 120° в плоскости, перпендикулярной к оси прибора; угол β в поперечном сечении прибора между плоскостью искривления — направлением проекции $V_{пр}$ вертикали (положительное направление вверх) и направлением на электрод *1*; данные о кривизне скважины α и φ; диаметр скважины d_c, определенный по данным каверномера.

По кривым, записанным пластовым наклономером, находят их взаимное смещение (с учетом знака)

$$h_{21} = Z_1 - Z_2; \quad h_{31} = Z_1 - Z_3,$$

где Z_1—Z_3 — глубины характерных точек M_1—M_3 на кривых, снятых электродами *1—3*.

При вычислениях последовательно определяют: кажущийся угол падения пласта $\gamma_к$; кажущееся направление падения пласта; угол $\alpha_э$ между направлением на электрод *1* и проекцией кажущегося направления падения пласта, отсчитываемый в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, по часовой стрелке (вид сверху); угол кажущегося направления падения пласта $\theta_к$; угол θ в горизонтальной плоскости между направлением искривления скважины и истинным направлением падения пласта; угол γ и азимут λ падения пласта.

Указанные параметры подсчитывают по следующим формулам:

Таблица X.5

Элементы залегания пласта

Термин	Обозначение	Определение
Истинная мощность пласта	h	Расстояние между кровлей и подошвой пласта по перпендикуляру к ним
Кажущаяся (видимая) мощность пласта	$h_к$	Расстояние между кровлей и подошвой пласта по оси скважины
Линия простирания пласта	—	Горизонтальная линия, лежащая в плоскости напластования
Линия падения пласта	—	Линия в плоскости пласта, перпендикулярная к линии простирания
Угол падения пласта	γ	Угол между плоскостью напластования (линией падения пласта) и горизонтальной плоскостью
Кажущийся угол падения пласта (угол встречи скважины с пластом)	$\gamma_к$	В вертикальной скважине $\gamma_к = \gamma$. В наклонной скважине $\gamma_к$ определяют из выражения $\operatorname{tg} \gamma_к = \operatorname{tg} \gamma \cos \omega$, где ω — угол в горизонтальной, плоскости между направлением отклонения оси скважины от вертикали и направлением падения пласта
Кажущееся (видимое) направление падения пласта	—	Направление от высшей точки к низшей точке в сечении плоскости напластования скважиной; проекция перпендикуляра к плоскости напластования (положительное направление вверх) на плоскость, перпендикулярную к оси скважины
Угол кажущегося направления падения пласта	$\theta_к$	Угол в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, между проекцией вертикали на эту плоскость (положительное направление вверх) и кажущимся направлением падения пласта, отсчитанный от проекции вертикали по часовой стрелке (вид сверху)
Кажущийся азимут падения пласта	$\lambda_к$	Угол в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, между проекцией магнитного меридиана и кажущимся направлением падения пласта, отсчитанный от проекции меридиана по часовой стрелке (вид сверху)
Азимут падения пласта	λ	Угол в горизонтальной плоскости между направлением магнитного меридиана и проекцией линии падения пласта, отсчитанный от меридиана по часовой стрелке (вид сверху)

Таблица X.6

Классификация методов определения элементов залегания пластов, пересеченных буровой скважиной

Группа методов	Методы	Сущность методов	Ограничения
Расчетно-графические	Трех скважин Многоствольного бурения	По результатам сопоставления разрезов трех или более нестворных скважин определяют координаты трех или более характерных точек пласта, далее аналитически или графически находят угол и азимут его падения	Необходимо большое число скважин. Полученные усредненные данные во многих случаях не отражают истинного положения пласта. Определения ошибочны, если скважины разделены тектоническими нарушениями или расположены в различных частях одной и той же складки
	Прямой ориентировки керна	Производят ориентированный спуск бурового инструмента, в результате которого грунтонос и керн ориентируются по образующей, нанесенной краской по всей длине инструмента или на муфтах	Применим лишь в неглубоких скважинах, так как весьма трудоемок, а точность мала
	Косвенной ориентировки керна	Применяют аппарат Шаньгина — Кулигина. Аппарат имеет камеру, в которую помещают пробирку с плавиковой кислотой; нижняя часть камеры снабжена свинцовой печатью. После выбуривания керна аппарат спускают в скважину на тросике. На печати остается отметка о положении грунтоноса относительно направления искривления скважины	То же
	Кернометрия	Применяют самоориентирующиеся со смещенным центром тяжести аппараты, снабженные свинцовой печатью	»
		Ориентированный керн получают с помощью керноскопов типа К-5, К-0, «Алатау-59». Опускают керноскоп на бурильных трубах. Керноскоп автоматически высверливает на забое скважины две ориентирующие метки и одновременно фиксирует положение их относительно апсидальной плоскости, затем выбуривается керн. Для измерения элементов залегания на выбуренном ориентированном керне используют кернометры типа КР-2, ПТ-1, ПК-1. Данные кернометрии (угол керноскопа) и инклинометрии позволяют воспроизводить на поверхности с помощью прибора	Применим лишь в структурно-поисковых скважинах глубиной до 1200 м; большая трудоемкость работ и малая точность

Продолжение табл. X. 6

Группа методов	Методы	Сущность методов	Ограничения
		КР-2 истинное положение керна на забое скважины и замерять все структурные элементы (слоистость, сланцеватость, трещиноватость)	
Геофизические (пластовая наклонометрия)	Координат	Определяют координаты трех или более точек плоскости раздела пород как функции глубины скважины методами: электрического каротажа (КС, ПС, МК, БМК), радиоактивного каротажа (ГК, ГГК и т. д.), измерения радиусов скважины, акустического видеокаротажа (поверхность стенки скважины сканируют по винтовой линии импульсным ультразвуковым лучом, принимают эхо-сигналы, отразившиеся от стенки, и модулируют ими по яркости электронно-лучевую трубку, на экране которой формируют изображение участка скважины и фотографируют его). Определяются также ориентация скважинного прибора, диаметр и кривизна скважины. По координатам рассчитывают элементы залегания пласта.	Погрешность определения элементов залегания пласта тем больше, чем меньше ; диаметр скважины. Погрешность максимальна при углах наклона пласта, близких к горизонтальному, а в приборах с небольшим числом (3—4) геофизических датчиков вследствие трудностей корреляции и при наклонах пласта, близких к вертикальному. Применение акустического видеокаротажа ограничено в скважинах с большой плотностью промывочной жидкости (1,3 г/см³), а также с добавкой в жидкость барита
	Основанные на измерении физических полей	Метод КС. Используют электрическую анизотропию горных пород. Измерения производят трех- или четырехэлементными ориентированными электродными зондовыми установками при остановках прибора. По расположению в пространстве эквипотенциальных поверхностей судят об элементах залегания пласта.	Погрешность определения элементов залегания пласта тем меньше, чем меньше диаметр скважины. Погрешность увеличивается с увеличением угла наклона пласта
		Индукционный метод. С помощью индукционной катушки или системы катушек в скважине создается индуцируемое переменное электромагнитное поле, ориентация которого относительно направления скважины измеряется. По наклону вторичного поля судят об элементах залегания пласта.	Информативность методов и разрешающая способность относительно небольшие
		Акустический метод. В скважине с помощью излучателя акустических сигналов с круговой характеристикой направленности посылаются в окружающую среду импульсы упругих колебаний, которые	То же

Продолжение табл. X. 6

Группа методов	Методы	Сущность методов	Ограничения
		после распространения по промывочной жидкости и горным породам регистрируются направленными сейсмоприемниками с датчиком их ориентации. Отраженные от акустических границ волны используются для определения элементов залегания пластов	

$$\operatorname{tg}\alpha_э = \frac{\sqrt{3}\,(h_{31}-h_{21})}{h_{31}+h_{21}};$$

$$\sin\alpha_э = \frac{\sqrt{3}}{2}\,\frac{h_{31}-h_{21}}{\sqrt{h_{21}^2-h_{21}h_{31}+h_{31}^2}};$$

$$\cos\alpha_э = \frac{h_{31}+h_{21}}{\sqrt{h_{21}^2-h_{21}h_{31}+h_{31}^2}};$$

$$\operatorname{tg}\gamma_к = \frac{4h_{31}}{d_c}\,\frac{1}{3\cos\alpha_э-\sqrt{3}\,\sin\alpha_э} =$$

$$= \frac{4h_{31}}{d_c}\,\frac{1}{3\cos\alpha_э+\sqrt{3}\,\sin\alpha_э};$$

$$\theta_к = \alpha_э + \beta;$$

$$\cos\gamma = \cos\varphi\cos\gamma_к + \sin\varphi\sin\gamma_к\cos\theta_к.$$

Формулы для $\sin\alpha_э$ и $\cos\alpha_э$ необходимы, чтобы устранить двузначность, получаемую при пользовании формулой для $\operatorname{tg}\alpha_э$.

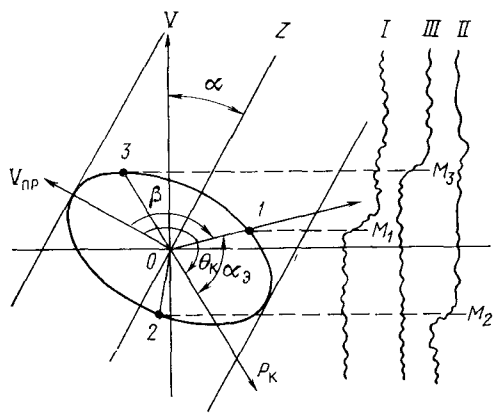


Рис. X.2. Принципиальная схема пластового наклономера.

VO — вертикаль; *ZO* — ось скважины; $V_{пр}$ — проекция вертикали на ось скважины; $P_к$ — проекция видимого направления падения на сечение скважины; *1—3* — электроды наклономера; *I — III* — кривые, зарегистрированные электродной установкой

Угол θ находится из выражения

$$\sin\theta = \frac{\sin\gamma_к\sin\theta_к}{\sin\gamma},$$

Получаемую в этом случае двузначность в определении устраняют подсчетом по формуле

$$\operatorname{ctg}\theta = \cos\varphi\operatorname{ctg}\theta_к - \frac{\sin\varphi\operatorname{ctg}\gamma_к}{\sin\theta_к},$$

после чего выбирают значение θ, удовлетворяющее обоим результатам. Затем определяют $\lambda=\alpha+\theta$. Обычно все вычисления для определения γ и λ производятся на ЭВМ.

Элементы залегания пластов по результатам измерений пластовым наклономером можно определить с помощью геометрического интерпретатора — установки для моделирования скважины и плоскости напластования.

§ 42. КОНТРОЛЬ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Для определения качества цементирования скважин используются следующие методы: гамма-гамма-каротаж, акустический каротаж, радиоактивных изотопов и термометрии. Эти методы применяются как отдельно, так и в комплексе.

Гамма-гамма-каротаж

Применение гамма-гамма-каротажа (ГГК) для контроля качества цементирования скважин базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества в интервале исследования.

Основными средами в обсаженной скважине, которые влияют на интенсивность регистрируемого рассеянного гамма-излучения, являются промывочная жидкость в колонне, обсадная колонна, цементный камень или промывочная жидкость в затрубном пространстве и горные породы. Если принять влияние первых двух факторов постоянными, то показания ГГК будут определяться толщиной слоя и плотностью вещества в затрубном пространстве и плотностью горных пород.

Таблица X.7

Зазор между стенками обсадной колонны и скважин

Номинальный диаметр, мм		Зазор, мм	
скважины	колонны	при центрированной колонне	при нецентрированной колонне
295	168	63,5	0—127
214	146	34,0	0—68
193	146	23,5	0—47

Примечание. Плотности вещества в затрубном пространстве изменяются, соответственно в пределах 1,0—2,1 и 2,2—2,8 г/см³

Так как плотность цементного камня в большинстве случаев существенно выше плотности промывочной жидкости, против зацементированной части скважины при прочих равных условиях интенсивность рассеянного гамма-излучения будет ниже интенсивности, наблюдаемой против интервала, содержащего за обсадной колонной промывочную жидкость.

В табл. X.7 показан диапазон изменения зазора между стенками обсадной колонны и скважины для наиболее распространенных конструкций нефтяных и газовых скважин.

По данным ГГК выявляют дефекты цементирования и определяют эксцентриситет обсадной колонны относительно оси скважины.

Для контроля цементирования используют в основном два типа измерительных зондов, позволяющих регистрировать интенсивность рассеянного гамма-излучения селективно по периметру скважины: многоканальный центрированный зонд с несколькими (не менее трех) детекторами, расположенными симметрично относительно оси зонда и взаимно экранированными; одноканальный центрированный зонд с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном, обеспечивающим коллимацию гамма-излучения в радиальном направлении в пределах

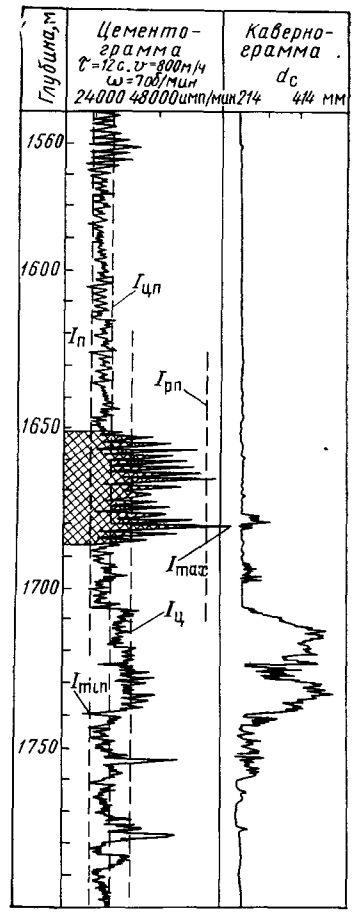


Рис. X.3. Основные показания на цементограмме

Таблица X.8

Критерии оценки цементограмм

$\frac{I_{max}}{I_ц}$	$\frac{I_{max}}{I_{цп}}$	$\frac{I_{max}}{I_ц}$	$\frac{I_{max}}{I_{цп}}$	$\frac{I_{max}}{I_ц}$	$\frac{I_{max}}{I_{цп}}$	Характер заполнения затрубного пространства
d_c=295 мм, $d_к$=168 мм		d_c=214 мм, $d_к$=146 мм		d_c=193 мм, $d_к$=146 мм		
0.9—1,0	0,9—1,2	0,7—0,9	0,9—1,2	0,5—0,7	0,9—1,2	Полностью заполнено цементным камнем
>1,5	>1,6	>1,3	>1,5	>1,0	>1,4	Не заполнено цементным камнем

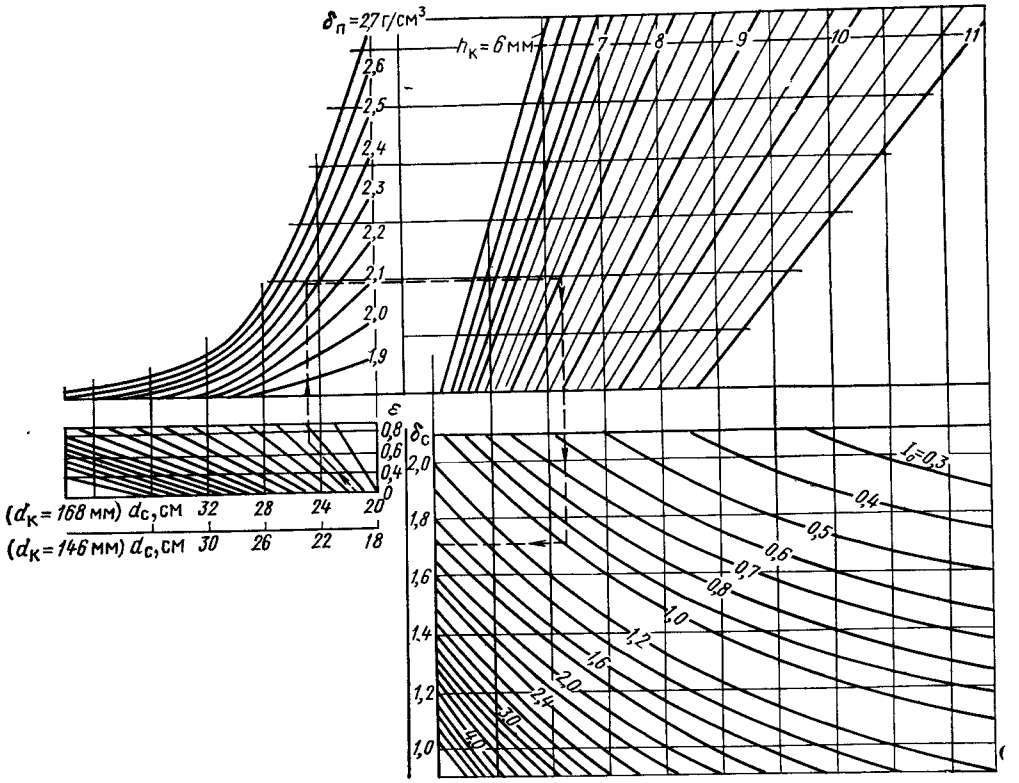


Рис. X.4. Номограмма для определения плотности вещества в затрубном пространстве скважины $\delta_с$

40—50°. В обоих типах зондов используется источник гамма-излучения ^{137}Cs с энергией излучения 0,67 МэВ. Длина зонда около 40 см. Приборы, в которых применены измерительные зонды первого типа, получили название гамма-цементомеров, второго типа — гамма-дефектомеров. Диаграммы, зарегистрированные гамма-цементомером и гамма-дефектомером по стволу скважины, получили название цементограмм.

Основными характеристиками, используемыми при интерпретации цементограмм, являются (рис. X.3): I_{max} и I_{min} — максимальные и минимальные показания на цементограмме в данном интервале; $I_ц$ — максимальные показания на цементограмме против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента); $I_р$ — максимальные показания на цементограмме против каверны, заполненной промывочной жидкостью (линия раствора); $I_{цп}$ — максимальные показания против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия цемент — порода); $I_{рп}$ — максимальные показания против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия раствор — порода); $I_п$ — минимальные показания против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре.

При центрированном положении колонны и равномерном распределении по плотности вещества в затрубном пространстве отношение I_{max}/I_{min} невелико.

При эксцентричном положении колонны в скважине, а также при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем расхождение показаний увеличивается с увеличением эксцентриситета колонны и плотности пород и уменьшается при увеличении плотности вещества в затрубном пространстве. Поскольку плотность цементного камня (1,8—2,0 г/см³) меньше плотности горных пород (2,3—2,8 г/см³), а глубинность метода невелика, в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны. Если показания на цементограмме превышают $I_п$, отмечаются зоны с неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем (односторонняя заливка, каналы в цементном камне).

При оперативной интерпретации на цементограмме проводят линии $I_ц$, $I_п$, $I_{цп}$, $I_р$, $I_{рп}$ и по их расположению судят о цементаже. Если величины I_{min} близки к $I_п$, а I_{max} не превышает $I_ц$, вероятнее всего, это соответствует хорошо зацементированному интервалу. Если I_{min} близко к $I_{цп}$, а I_{max}—$I_ц$, то, очевидно, это интервал с неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем.

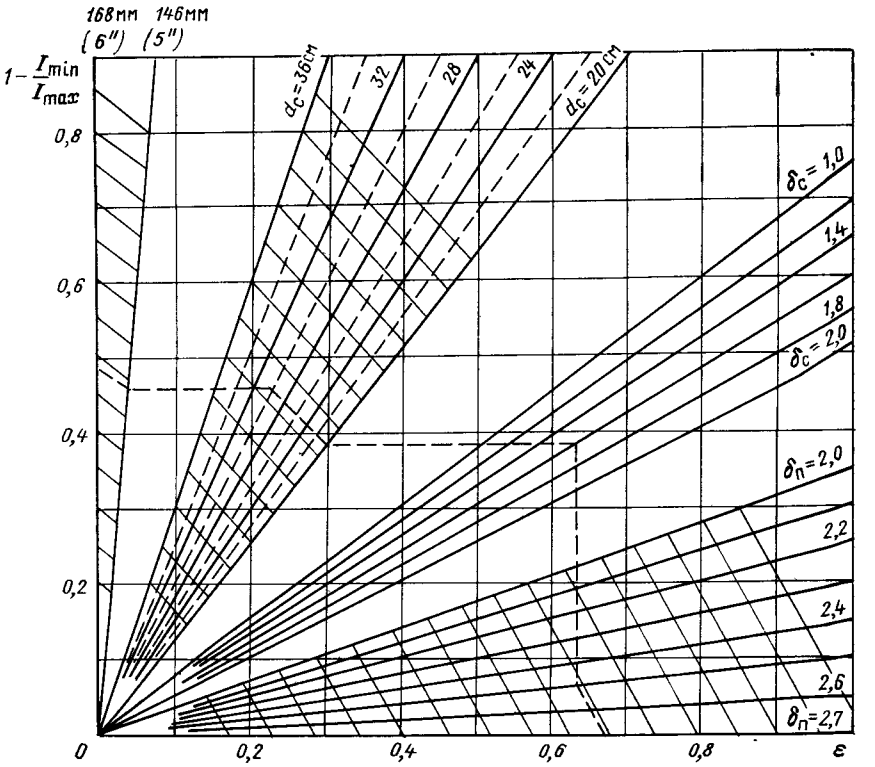


Рис. X.5. Номограмма для определения эксцентриситета обсадной колонны в скважине ε

В табл. X.8 приведены критерии оперативной оценки характера заполнения затрубного пространства скважин промывочными жидкостями с плотностью 1,2—1,3 г/см³ и цементным камнем с плотностью 1,8—1,9 г/см³.

Количественную интерпретацию цементограмм проводят с целью определения плотности вещества в затрубном пространстве скважины и эксцентриситета обсадной колонны. Используют номограммы (рис. X.4 и X.5), отображающие графическое решение уравнений:

$$\delta_с = f(I_0,\ h_к,\ \delta_п,\ \varepsilon,\ d_с);$$

$$\varepsilon = f\left(I_0^*,\ \delta_с,\ \delta_п,\ d_с\right),$$

где $\delta_с$ — плотность вещества в затрубном пространстве; ε — эксцентриситет обсадной колонны ($\varepsilon = 1 - r_{min}/r_{max}$); $h_к$ — толщина стенки обсадной колонны; $d_с$ — диаметр скважины; $\delta_п$ — плотность породы; I_0 — отношение показаний на цементограмме ($I_0 = I_{max}/I_с$); $I_с$ — показания на цементограмме для стандартных условий ($d_с$=300 мм, $d_к$=168 мм, $\delta_п$=2,7 г/см³, ε=0; $\delta_с$=1,8 г/см³); I_0^* — относительное расхождение цементограммы ($I_0^* = 1 - I_{min}/I_{max}$).

Исходными величинами для определения $\delta_с$ и ε являются $h_к$, $\delta_п$, $d_с$, I_0^* и I_0 (см. рис. X.4 и X.5).

Если $I_с$ неизвестно, то вместо него для перевода I_{max} в I_0 используют показания прибора в той части ствола скажины, где известна характеристика среды, например в частях, расположенных выше уровня цементного кольца и содержащих в затрубном пространстве промывочную жидкость с известной плотностью, или хорошо зацементированные интервалы.

Вначале по номограмме (см рис. X.5) определяют эксцентриситет обсадной колонны ε. От точки шкалы, соответствующей I_0^*, проводят горизонтальную линию, если диаметр колонны 168 мм, или наклонную, а затем горизонтальную линию, если диаметр трубы 146 мм, до пересечения с графиком, шифр которого соответствует значению $d_с$. Далее как показано на рис. X.5. Значения $\delta_с$ определяют по номограмме, показанной на рис. X.4.

В зависимости от типоразмера обсадной колонны от точки на шкале d_c, соответствующей фактическому диаметру скважины, проводят наклонную прямую до пересечения с горизонталью, шифр которой соответствует значению ε. Далее следуют по пути, показанному на рис. X.4.

Существенным преимуществом ГГК является возможность проведения работ в любое время после окончания цементирования и высокая чувствительность к наличию каналов в цементном камне.

С помощью ГГК могут определяться: высота подъема тампонажной смеси в затрубном пространстве; границы интервалов затрубного пространства, заполненных различными тампонажными смесями (чистый цемент, гельцемент и т. п.); полнота заполнения затрубного пространства тампонажной смесью; эксцентриситет колонны в скважине.

ГГК имеет и ограничения. Так, каналы в цементном камне, заполненные жидкостью, выделяются лишь при условии, если площадь их сечения составляет не менее 8—10 % площади сечения затрубного пространства скважины; для надежного разделения зацементированных и незацементированных интервалов необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости, а разница диаметров скважины и колонны была достаточно большой.

Акустический каротаж

Акустический каротаж основан на изучении поля упругих колебаний, искусственно возбуждаемых в скважине. По мере распространения упругого импульса вдоль оси скважины происходит перераспределение его энергии между обсадной колонной, цементным камнем и окружающими его горными породами. В зависимости от характера акустических контактов между указанными средами энергия упругого импульса может быть сосредоточена преимущественно в одной из них. В частности, ослабление волны по колонне по мере удаления от источника определяется совершенством акустического контакта на границе цемента и колонны (рис. X.6).

Для проведения измерений в скважинах используют акустические цементомеры, обеспечивающие непрерывную запись кривых $A_к$ (амплитуды волны, распространяющейся по колонне), $A_п$ (амплитуды волны по породе, представляющей собой интеграл модуля огибающей нескольких периодов колебаний волны по колонне в заданном временном окне), выраженных в милливольтах, и времени t первого вступления волны в микросекундах.

При исследовании скважин, вскрывающих породы со средними и низкими скоростями распространения упругих колебаний ($v \leqslant 5000$ м/с), максимальные показания кривой $A_к$ и минимальные показания кривой $A_п$ соответствуют интервалам полного отсутствия цемента за колонной или плохого качества цементирования. Интервалы хорошего качества цементирования характеризуются низкими значениями $A_к$ и высокими значениями $A_п$ и t.

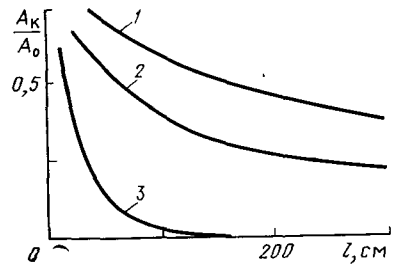


Рис. X.6. Зависимость нормированной амплитуды волны по колонне $A_к/A_0$ от размера зонда при различных условиях на контакте цемента с колонной.

1 — свободная колонна; *2* — колонна контактирует с цементным кольцом через глинистую корку, т е. имеет скользящий контакт, *3* — колонна имеет жесткий контакт с цементным камнем; A_0 — начальная амплитуда волны по колонне

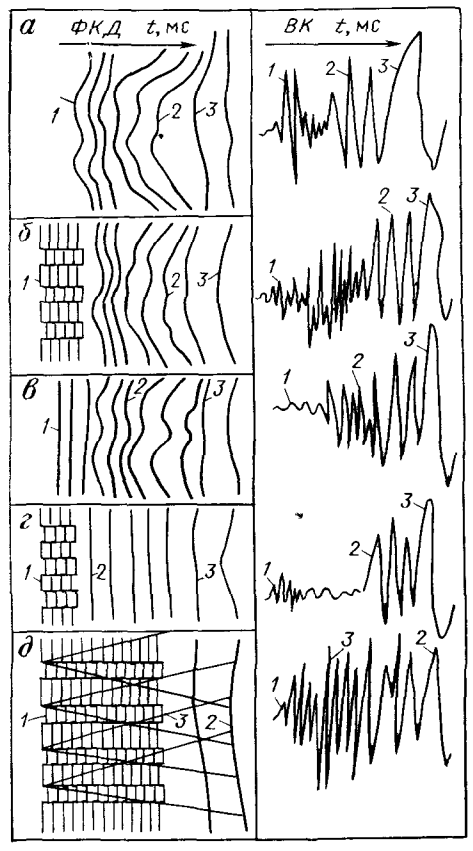


Рис. X.7. Обобщенные звуковые образы, характерные для различных случаев цементирования скважин.

Волны на рис. *а*: *1* — монотипная головная, *2* — обменная головная, *3* — трубная; на рис. *б* *1* — по колонне, *2* — обменная головная, *3* — трубная; на рис. *в* *1* — обобщенная по цементу и колонне, *2* — обменная головная, *3* — трубная; на рис. *г*: *1* — по колонне, *2* — по цементному камню, *3* — трубная; на рис. *д*: *1* — по колонне, *2* — трубная, *3* — отраженные от муфт

Таблица X 9

Критерии оценки качества крепления скважин

Позиция на рис. X.7	Характер контакта на границе		Амплитуды волн		
	цемент — колонна	цемент — порода	по колонне	по цементу	по породе
а	Жесткий	Жесткий	Нулевые	Нулевые	Максимальные (соответствуют амплитудам в необсаженной скважине)
б	Скользящий	Жесткий	Средние	Нулевые (или незначительные)	Средние
в	Жесткий	Скользящий	Средние	Средние	Средние
г	Скользящий	Скользящий	Высокие	Средние	Нулевые
д	Цемент в затрубном пространстве отсутствует	Цемент в затрубном пространстве отсутствует	Максимальные	Нулевые	Нулевые

Методика акустической цементометрии имеет следующие недостатки.

1. Высокие значения $A_к$ могут быть связаны как с наличием вертикальных каналов (радиус раскрытия более 40°), так и с неплотным прилеганием камня к обсадной трубе по всему ее периметру.

2. При скользящем контакте цементного камня с обсадной трубой волна распространяется преимущественно по колонне, волны в последующих вступлениях не регистрируются; в этом случае дать заключение о состоянии цементного камня практически невозможно.

3. Из поступающего на приемник акустического цементомера волнового пакета длительностью 3000 мкс используется лишь интервал 120 или 240 мкс, что приводит к потере информации.

4. В высокоскоростных разрезах ($v \geqslant 5300$ м/с) первые вступления как при хорошем, так и при плохом качестве цементирования относятся к волне, идущей по породе. В связи с этим однозначная интерпретация кривых $A_к$ и $A_п$ во многих случаях становится невозможной.

Для получения более полной информации, особенно о контакте цемент — порода, применяют регистрацию волновых картин (ВК) и фазокорреляционных диаграмм (ФКД).

Оценка качества крепления скважин производится по аналоговым кривым, волновым картинам и фазокорреляционным диаграммам (рис. X.7 и табл. X.9).

Случаи *а* и *б* (см. рис. X.7) с вероятностью 0,95 соответствуют герметичному затрубному пространству, а случаи *в*—*д* — негерметичному.

Метод радиоактивных изотопов

Методика проведения работ с радиоактивными изотопами (РИ) заключается в следующем: регистрируют контрольную кривую ГК в исследуемой части скважины; спускают в скважину насосно-компрессорные трубы до уровня верхних перфорационных отверстий; растворяют в 2—3 м³ воды жидкие РИ (например, растворы солей цинка ^{65}Zn, циркония ^{95}Zr или железа ^{56}Fe) и полученную радиоактивную жидкость закачивают в скважину до башмака насосно-компрессорных труб; закрывают межтрубное пространство и задавливают активированную жидкость в перфорационные отверстия; через 3—4 ч проводят интенсивную 24—48-часовую обратную промывку скважины (через межтрубное пространство) с последующим спуском труб до забоя; поднимают насосно-компрессорные трубы и регистрируют повторную кривую ГК.

Сопоставляя кривые ГК, полученные до и после закачки РИ, определяют интервалы их проникновения за колонну. При хорошем качестве цементирования скважины РИ проникают только в интервал перфорации, а при плохом — до ниже- или вышележащего водоносного горизонта или неперфорированной водоносной части пласта.

Закачиваемый радиоактивный изотоп должен удовлетворять следующим требованиям: быть гамма-излучателем достаточно высокой энергии, входить в состав химических соединений, растворимых в во-

де, иметь период полураспада не более 20—50 дней.

Применение РИ является надежным методом контроля герметичности затрубного пространства на участках, примыкающих к интервалу перфорации, однако он имеет недостатки, сдерживающие его широкое применение: требуются особые меры для обеспечения техники безопасности при проведении работ; метод применим только при наличии в обсадной колонне перфорационных отверстий, исследуется небольшой интервал скважины, так как изотопы при прохождении по затрубному пространству быстро адсорбируются; метод трудоемкий, применение его приводит к длительному простою скважины.

Этих недостатков лишен индикаторный метод по радону (ИМР), основанный на использовании нелетучих жидкостей, обогащенных радоном ^{222}Rn, закачиваемых в скважину.

Эффективность ИМР обусловлена химической инертностью радона, высокой (до 2,45 МэВ) энергией гамма-излучения продуктов его распада, небольшим периодом полураспада и тем, что радон не адсорбируется на буровом, эксплуатационном и каротажном оборудовании и скелете горных пород. При использовании ИМР нетрудно выполнять условия техники безопасности.

Метод термометрии

Используется тепловой эффект от экзотермической реакции, происходящей при схватывании цементного раствора. Выделяющееся тепло повышает температуру в интервале, где находится цемент. Уровень цемента отбивается по резкому увеличению температуры (рис. X.8).

Наибольшее выделение тепла при схватывании цементного раствора происходит, как правило, через 5—10 ч после его затворения, но всегда в пределах первых суток. Для получения наилучших результатов замер термометром обычно производят сразу после освобождения устья скважины от заливочной головки, т. е. не позднее 12—18 ч после заливки. В интервале скважины ниже уровня цемента температурная кривая осложнена резкими отклонениями, вызванными неравномерностью толщины цементного кольца и различием тепловых свойств горных пород.

Термометрические измерения в течение многих лет широко использовались в качестве основного метода контроля качества цементирования скважин. Однако в последние годы этот метод в связи с его существенными ограничениями вытеснился более эффективными методами.

Основные ограничения термического метода контроля качества цементирования следующие: невозможно оценить распределение цементного камня в затрубном пространстве и его качество; исследования

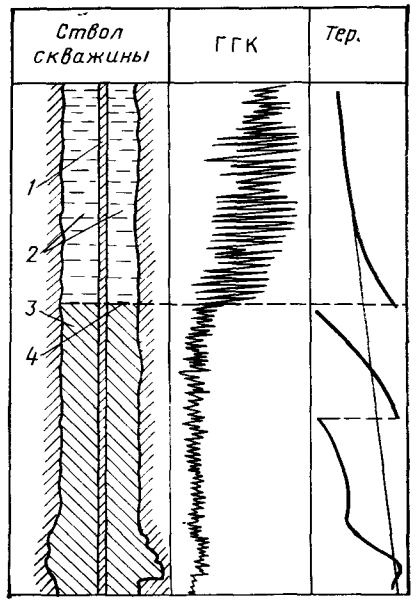


Рис. X.8. Определение высоты подъема цемента методами ГГК и термометрии.

1 — обсадная колонна, *2* — промывочная жидкость; *3* — тампонажная смесь (цемент); *4* — уровень подъема цемента за колонной

должны проводиться в строго определенное время после окончания цементирования; метод неэффективен при использовании облегченных цементных растворов.

§ 43. КОНТРОЛЬ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ПЕРФОРАЦИИ

При контроле обсадных колонн и перфорации осуществляются: измерения толщины стенок обсадных колонн, определение местоположения соединительных муфт, центрирующих фонарей, пакеров, а также выявление дефектов скважинным гамма-толщиномером; изучение состояния внутренней поверхности, определение внутреннего диаметра и формы поперечного сечения обсадных колонн трубными профилемерами; контроль перфорации локаторами муфт, локаторами перфорационных отверстий, акустическим телевизором (САТ-1) и аппаратурой контроля перфорации АКП-1.

Измерения гамма-толщиномером

Регистрируют интенсивность рассеянного гамма-излучения с помощью центрированного в колонне зонда малой длины с детектором и источником, неколлимированными по радиальному углу и строго коллимированными по вертикальному углу в пределах 40—50° относительно оси зонда. При длине зонда (расстояние между коллимационными окнами) 9—12 см происходит инверсия эффекта плотности, что исключает влияние изменений плотности среды за колонной, обеспечивает высокую чувствительность к изменению толщины стенки колонны при указанных углах коллимации и использовании источников средней энергии (например, ^{170}Tm, ^{137}Cs). Приборы, в которых используются такие зонды, получили название гамма-толщиномеров. Диаграммы, зарегистрированные с помощью гамма-толщиномеров, называют толщинограммами.

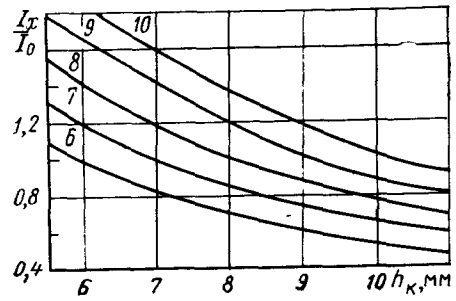


Рис. X.9. Градуировочные графики для определения толщины стенок труб обсадной колонны.

Показания толщиномера: I_x — в исследуемом интервале, I_0 — в эталонировочном устройстве. Шифр кривых — толщина стенки трубы в эталонировочном устройстве в мм

Для определения толщины стенок труб обсадной колонны $h_к$ пользуются градуировочным графиком (рис. X.9).

Измерения гамма-толщиномером позволяют решать следующие задачи контроля технического состояния обсадных колонн: определять среднюю по периметру толщину стенки обсадной колонны, местоположение соединительных муфт, центрирующих фонарей, пакеров и т. п., интервалы с механическим и коррозионным износом труб обсадной колонны; изучать влияние перфорации на обсадную колонну (рис. X.10).

Измерения гамма-толщиномером в эксплуатационных скважинах проводят после извлечения из нее технологического оборудования. Запись толщинограмм осуществляют при подъеме прибора со скоростью 300—500 м/ч.

Измерения трубными профилемерами

Для определения овальности обсадных колонн, их смятий, наличия и характера желобов в них применяют трубные профилемеры электромеханической системы (ТП-5, ТП-6, ПТС-1) и бесконтактные профилемеры электромагнитной системы (ЭПОК-1, П2).

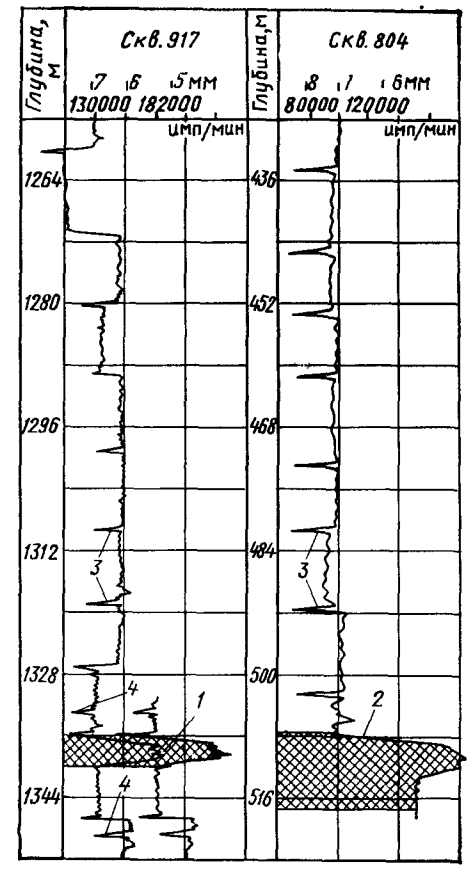


Рис. X.10. Толщинограммы.

Выделение места: *1* — разрушения колонны, в интервале перфорации; *2* — порыва колонны; определение положения: *3* — соединительных муфт; *4* — центрирующих фонарей

Первые позволяют определять несколько профилей внутренней части колонны, а также средний внутренний диаметр ее с помощью мерных рычагов, соединенных с преобразователями механических перемещений в электрические сигналы. Механизм раскрытия и закрытия рычагов управляется с поверхности. Для передачи получаемой информации используют многоканальную телеизмерительную систему.

Вторые осуществляют бесконтактный контроль технического состояния колонн посредством трансформаторного датчика, питаемого низкочастотным переменным током и вращающегося вокруг продольной оси прибора. В процессе движения регистрируется спиральный профиль колонны с шагом 1—2 м, а в местах, представляющих особый интерес, — поперечный профиль при остановке прибора. Приборы позволяют определять характер износа, внутренний диаметр обсадной колонны, овальность труб, место разрыва колонны и т. п. На диаграмме спирального профиля вы-

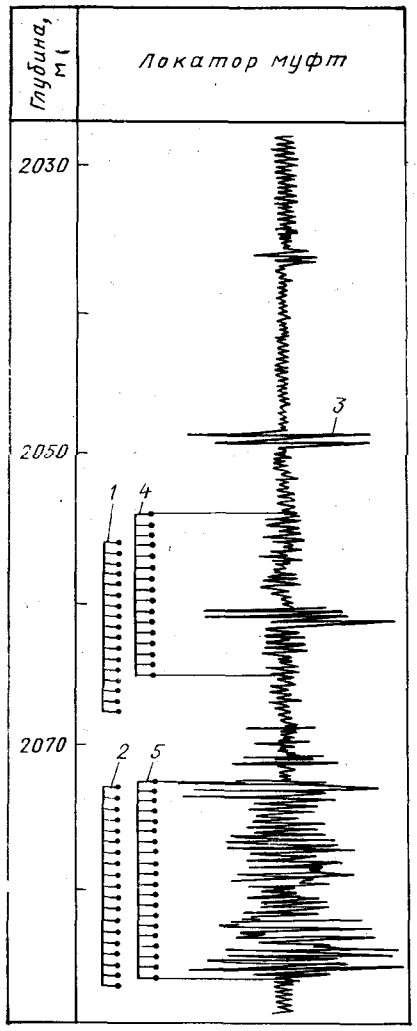


Рис. X.11. Определение местоположения интервалов перфорации магнитным локатором муфт.

Проектные интервалы перфорации: *1* — ПК-103, плотность 20 отв/м, *2* — ПКС-80, плотность 30 отв/м; *3* — муфты колонны; *4* и *5* — фактическое местоположение прострелянных интервалов

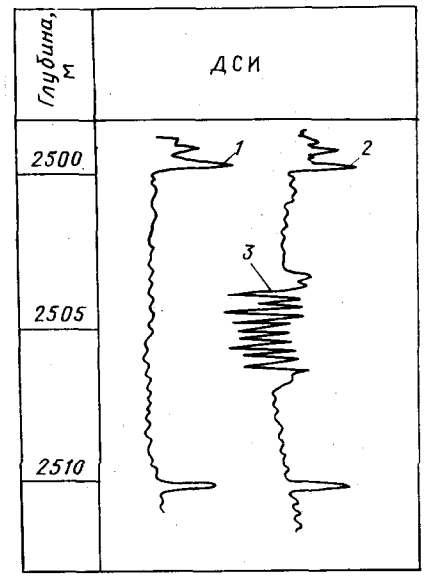


Рис. X.12. Применение метода дефектоскопии обсадных труб (ДСИ) для контроля результатов перфорации колонн.

Перфоратор ПКС-80, плотность 3,5 отв /м. Замеры: *1* — до перфорации; *2* — после перфорации; *3* — интервал перфорации

являются участки нарушений, их протяженность, количество желобов износа. На диаграмме поперечного профиля определяются форма поперечного сечения и величина износа труб, их овальность и т. п.

Преимуществом бесконтактного метода является отсутствие влияния загрязнения внутренней поверхности колонн и незначительное влияние эксцентриситета скважинного прибора в колонне на точность измерений, а недостатком — сильное влияние зазора между электромагнитным датчиком и внутренней поверхностью колонны на чувствительность прибора, что приводит к необходимости применения большого числа сменных зондов для колонн разного диаметра (для ЭПОК-1 — 7 зондов).

Контроль перфорации

Интервалы перфорации выделяются по изменению магнитной проводимости обсадных труб вследствие нарушения сплошности обсадной колонны. Для этой цели используются магнитные локаторы муфт (ЛМ; рис. X.11). При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб (муфты, перфорационные отверстия, разрывы, трещины) происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительных катушках э. д. с. Вид кривой ЛМ зависит от характера нарушения сплошности колонны, диаметра обсадных труб, их магнитной характеристики, скорости перемещения ЛМ и его конструкции Для учета влияния скважинных условий выполняют замеры до проведения перфорации.

Контроль вскрытия продуктивных пластов корпусными кумулятивными перфораторами менее эффективен, чем контроль вскрытия бескорпусными перфораторами.

Для выявления порывов и трещин в обсадной колонне, образующихся в интервале прострела, а также вздутий и смятий труб применяют метод электромагнитной токовихревой дефектоскопии, заключающийся в возбуждении в трубах поля вихревых токов и регистрации его комплексных составляющих, величина которых зависит от электрических, магнитных, геометрических параметров труб, наличия и характера дефектов в них. На этом принципе работает скважинный индикатор дефектов ДСИ (рис. X.12).

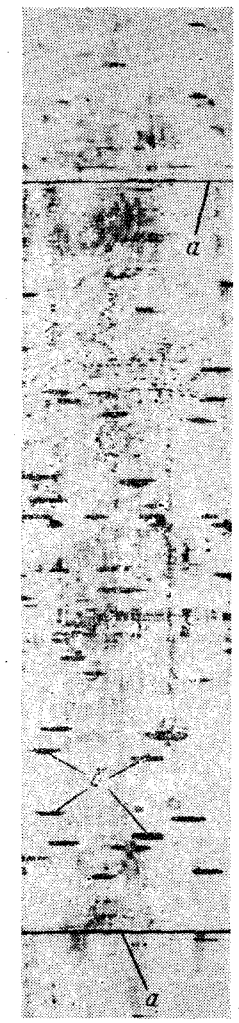


Рис. X.13. Регистрация перфорационных отверстий аппаратурой акустического видеокаротажа САТ-1.

Плотность перфорации 5 отв/м. *а* — муфтовые соединения, *б* — перфорационные отверстия

Для контроля состояния обсадной колонны после перфорации применяют также метод акустического видеокаротажа (акустического телевизора), заключающийся в регистрации изменения отражающей способности обсадных труб в зависимости от состояния их внутренней поверхности при сканировании ее ультразвуковыми импульсами. Этот метод обеспечивает получение фотографий развертки внутренней поверхности колонны в акустическом поле, позволяет определять положение муфтовых соединений и перфорационных отверстий, выявлять трещины, вмятины, а также другие нарушения колонны (рис. X.13). В случаях коррозионного и механического износа обсадных труб, проявляющегося на фотографиях в виде участков потемнений, качество материалов видеокаротажа снижается, что осложняет выявление нарушений колонны, в том числе перфорационных отверстий.

Для определения местоположения прострелянных интервалов используется метод магнитных индикаторов, основанный на изучении изменений магнитных свойств обсадных труб, вызванных перфорацией.

При воздействии кумулятивной струи и образующейся при работе перфоратора ударной волны происходит деформация обсадной колонны и изменяется ее намагниченность. До перфорации обсадная колонна искусственно намагничивается. Прострел колонны приводит к локальному уменьшению намагниченности в интервале перфорации и образованию полей рассеяния на возникающих при прострелe нарушениях сплошности труб. Этот метод использован в аппаратуре контроля перфорации АКП-1 (рис. X.14).

§ 44. РАСХОДОМЕТРИЯ

При контроле разработки нефтяных месторождений применяются гидродинамическая и термокондуктивная расходометрии.

Гидродинамическая расходометрия

Измерения гидродинамическими расходомерами используются для решения следующих задач: выделения интервалов притока или приемистости в действующих скважинах; выявления перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки; определения характера распределения общего расхода или дебита по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами; получения профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Наиболее широко применяются расходомеры с датчиками турбинного типа со свободно вращающейся турбинкой (вертушкой). Скорость вращения вертушки пропорциональна объемному расходу жидкости.

Гидродинамические расходомеры удовлетворяют следующим требованиям: наличие линейности градуировочной характеристики в рабочем диапазоне расходов

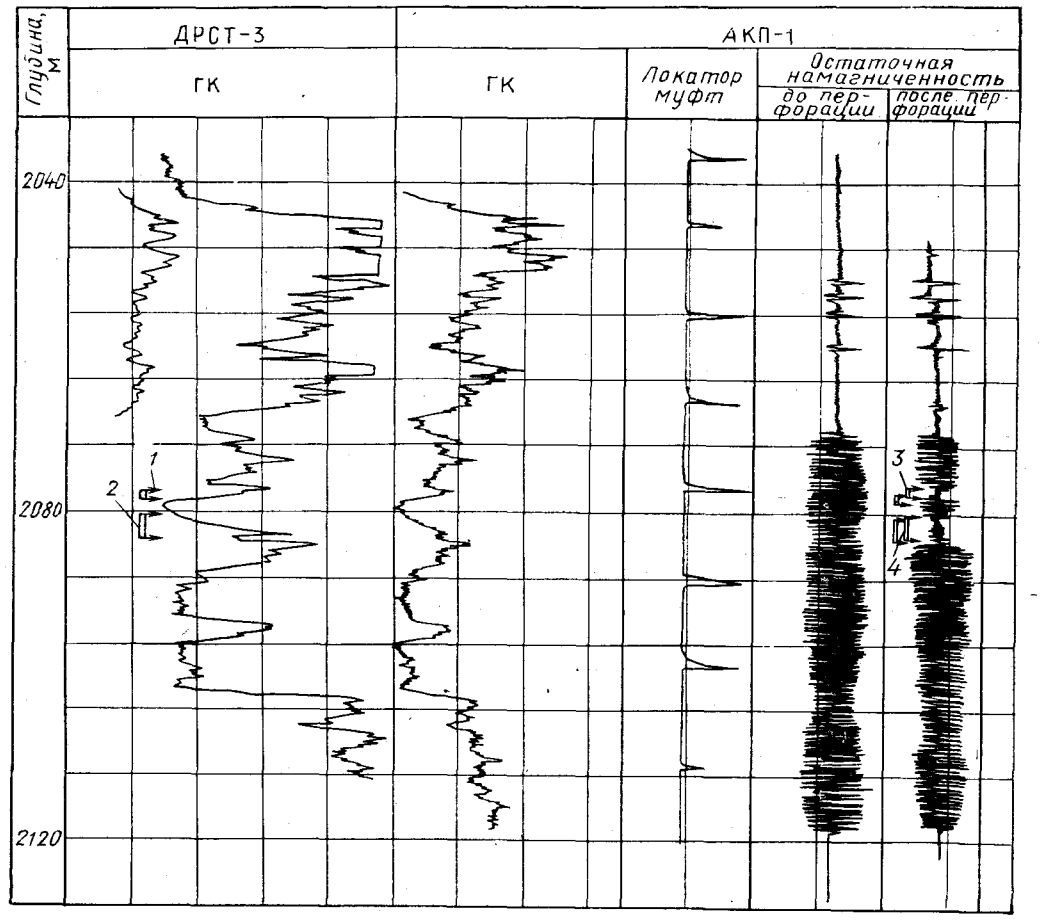


Рис. X.14. Контроль местоположения интервала перфорации аппаратурой АКП-1.
Перфораторы ПК-103, плотность 20 отв/м. Проектные интервалы перфорации: *1* — 2077,6—2078,6 м, *2* — 2080,4 — 2083,2 м; фактические интервалы перфорации: *3* — 2076,8—2077,8 м, 4 — 2080,2—2083,1 м

(дебитов), коэффициент нелинейности не превышает 3 %; динамический диапазон (отношение максимального измеряемого дебита к минимальному) для пакерных приборов не менее 10 и для беспакерных не менее 50; нижний предел измерения пакерных приборов не превышает 5 м³/сут, беспакерных — 20 м³/сут; погрешность измерения скорости вращения вертушки не более 3 %; коэффициент пакеровки прибора при неизменном внутреннем диаметре колонны не менее 0,9 и стабилен с точностью 5 %; амплитуда полезного сигнала превышает уровень помех не менее чем в 5 раз.

Каждый комплект расходомера имеет градуировочную характеристику, представляющую собой зависимость показаний прибора от расхода жидкости (рис. X.15). Градуировка расходомеров производится на специальном гидродинамическом стенде. При градуировке определяется коэффициент пакеровки прибора, для чего снимаются характеристики прибора при имитации абсолютного пакера и при реальном пакере.

Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируются в промысловых условиях по результатам сопоставления расходов (дебитов) скважин, определенных по данным расходомера и с помощью замерного устройства на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20 %. При этом расход (дебит) скважины, измеренный на поверхности, должен быть приведен к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10 %. Если расхождения в суммарных дебитах более 20 %, необходима повторная градуировка расходомера на гидродинамическом стенде.

Для установления распределения суммарного дебита по пластам проводят измерения расходомером в отдельных точках (рис. X.16).

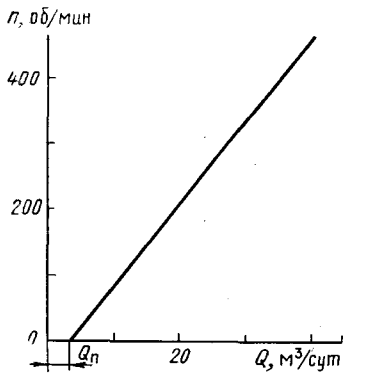


Рис. X.15. Градуировочная характеристика гидродинамического расходомера.
n — число оборотов вертушки; *Q* — объемный расход жидкости (или дебит); $Q_п$ — порог чувствительности расходомера

Точечные измерения вначале проводят в перемычках между исследуемыми пластами, затем выше и ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований обычно не менее пяти, расстояние между ними 0,2—2 м. Расхождения между измерениями в одной точке в перфорированном участке не должны превышать 10 %.

При определении отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта записывается непрерывная диаграмма в интервалах перфорации и прилегающих к ним участках ствола, равных 10—20 м.

Для построения профиля притока (приемистости) по отдельным пластам выполняют измерения в интервалах исследуемых пластов через 0,2—0,4 м (см. рис. X.16). На участках малого изменения дебита (менее 20 %) расстояние между точками увеличивается до 1—2 м.

Все указанные исследования в эксплуатационных и нагнетательных скважинах проводят при установившемся режиме работы скважины и соответствующем ее техническом состоянии (при отсутствии затрубной циркуляции между пластами, а также притоков флюида в скважину вне интервалов перфорации, обусловленных негерметичностью обсадной колонны).

Для определения нарушения герметичности колонны записывается непрерывная диаграмма в неперфорированных интервалах. На участках изменения дебита проводят измерения по точкам.

По непрерывным диаграммам расходометрии производят качественную оценку выделения интервалов приемистости (притока). Для количественной оценки распределения общего расхода (дебита) по отдельным пластам и прослоям строят по данным точечных измерений интегральную расходограмму, характеризующую изменение расхода (дебита) по всему интервалу приемистости (притока), и дифференциальную расходограмму, показывающую величину приемистости (притока), приходящуюся на единицу мощности пласта.

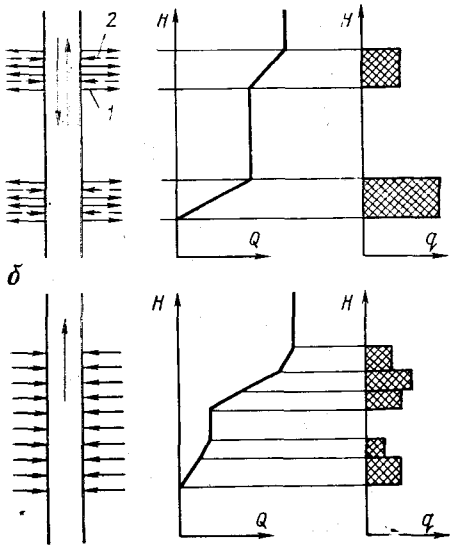


Рис. X.16. Расходограммы распределения расхода (дебита) по пластам (*а*) и по отдельным участкам пласта (*б*) нагнетательной скважины.
H — глубина скважины; *Q* — объемный расход (дебит); *q* — дифференциальный расход (дебит) на единицу мощности пласта; *1* — расход; *2* — дебит

Термокондуктивная расходометрия

Принцип работы термокондуктивных расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока флюида. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Приращение температуры термодатчика ΔT, позволяющее судить о скорости потока, определяется либо по приращению сопротивления датчика ΔR (в приборах типа СТД либо по приращению частоты Δf, когда датчик включен в частотно-зависимую схему (в приборах ТЭД-2, Т4).

При контроле разработки нефтяных месторождений термокондуктивный расходомер применяется в основном в качестве индикатора притока без количественной оценки расхода (дебита) отдельных интервалов. Количественная оценка расхода (дебита) возможна только при исследовании скважин с однофазным потоком. Данные термокондуктивной расходометрии используются для решения задач: выделения

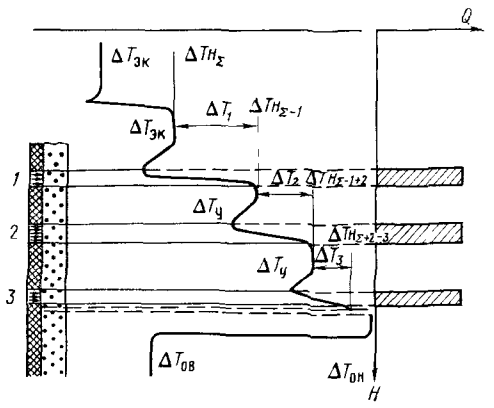


Рис. X.17. Типовая диаграмма термокондуктивного расходомера, соответствующая однокомпонентной среде.

1—3 — интервалы притока

интервалов притока или приемистости; выявления мест негерметичности обсадной колонны; выявления перетоков между перфорированными пластами при исследованиях остановленных скважин.

Термокондуктивные расходомеры должны удовлетворять следующим требованиям: допустимая погрешность определения приращения температуры не должна превышать ±0,2 °С; тепловая инерционность датчика не должна быть более 10 с; верхний предел измерений дебита осевого потока не должен быть ниже 150 м³/сут; диаграммы должны повторяться с погрешностью не более удвоенной величины флуктуационной ошибки измерения.

Интерпретация расходограмм производится путем сравнения их с типовыми диаграммами (рис. X.17.).

На диаграмме рис. X.17 отмечено несколько участков: ниже интервалов притока с приращением температуры ΔT_0, характерным для неподвижной жидкости (воды — $\Delta T_{ов}$ или нефти — $\Delta T_{он}$); притока с резким уменьшением приращения температуры; стабилизации потока $\Delta T_у$, расположенные непосредственно над интервалами притока; установившегося потока $\Delta T_{H\Sigma}$, которые имеют место лишь при достаточном расстоянии между интервалами притока; к ним относятся и участки выше интервалов притока в эксплуатационной колонне $\Delta T_{эк}$ и лифтовых трубах (колонне) $\Delta T_{лк}$; величина $\Delta T_{H\Sigma}$ на этих участках тем меньше, чем выше скорость потока.

На рис. X.18 показаны четыре основных *типа диаграмм (табл. X.10)* термокондуктивного расходомера в интервалах притока, отличающиеся значениями ΔT в характерных точках: ΔT_1 — под интервалом притока; ΔT_2 — в подошве; ΔT_3 — в кровле; ΔT_4 — над интервалом притока.

§ 45. РАЗЛИЧНЫЕ КОНТРОЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Исследование эксплуатационных скважин с целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования

Проводится изучение структуры газонефтяной смеси в межтрубном пространстве — между насосно-компрессорными трубами (НКТ), на которых подвешиваются глубинные насосы, и обсадной колонной. Определяется положение динамических и статических (в остановленной скважине) уровней, положение газонефтяного раздела, жидкостных пробок, участков пенообразования, интенсивного отложения парафина. Эти данные обусловливают высоту подвески насоса, выбор его типа в зависимости от требующейся производительности, мероприятия по очистке кольцевого пространства.

При эксплуатации скважин с применением погружных центробежных электронасосов исследование структуры смеси в межтрубном пространстве проводится с помощью РК (НГК, ННК или ГГК при спуске прибора в НКТ). НГК и ННК позволяют выделять газожидкостный контакт

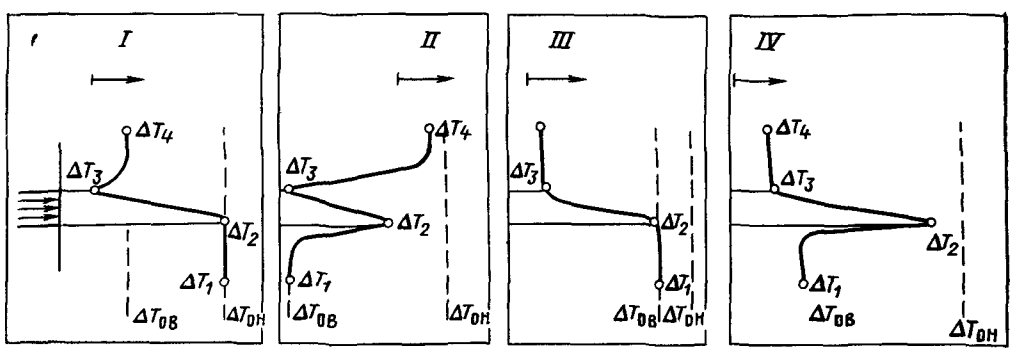


Рис. X.18. Схематические расходограммы для различных условий

Таблица X.10

Характеристики отдающих интервалов

Тип диаграмм	Характеристика терморасходограмм	Условия
I	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 < \Delta T_2$	Значительный приток нефти с водой (более 20 м³/сут). Среда однородная; эмульсия устойчивая. С ростом дебита разность $T_1 - T_4$ увеличивается
II	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 > \Delta T_2$	*Значительный приток нефти. Если* $T_1 < T$, водонефтяной раздел расположен ниже работающего интервала. С ростом дебита разность $T_{он} - T_4$ увеличивается
III	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3$	Слабый и средний притоки нефти и воды, нефти с водой; интервал притока располагается под уровнем застойной воды. Аналогично отмечаются поглощающие интервалы
IV	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3 \approx \Delta T_1$	Слабый приток нефти при большом удельном дебите. Интервал располагается под уровнем водонефтяного раздела

Примечание. Тип диаграмм см. рис. X.18

по разному содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа, а различие этих сред по плотности влияет на показания ГГК.

Измерения проводят приборами радиоактивного каротажа типа РКМ полониево-бериллиевыми источниками с выходом (3—8)·10⁶ нейтр/с или с источником гамма-излучения ^{137}Cs активностью 18·10⁷ Бк (4,8 мКи). Расстояние между источником и детектором излучения для НГК и ГГК 50 см, ННК — 25 см. Наиболее широко применяется ГГК, обеспечивающий изучение состава среды в межтрубном пространстве.

Обычно исследование скважины включает последовательную регистрацию 3—4 диаграмм, по которым прослеживается перемещение уровня жидкости (рис. X.19).

Изучение структуры смеси в межтрубном пространстве в скважинах, эксплуатирующихся с применением штанговых глубинных насосов, проводится путем спуска прибора непосредственно в межтрубное пространство (рис. X.20).

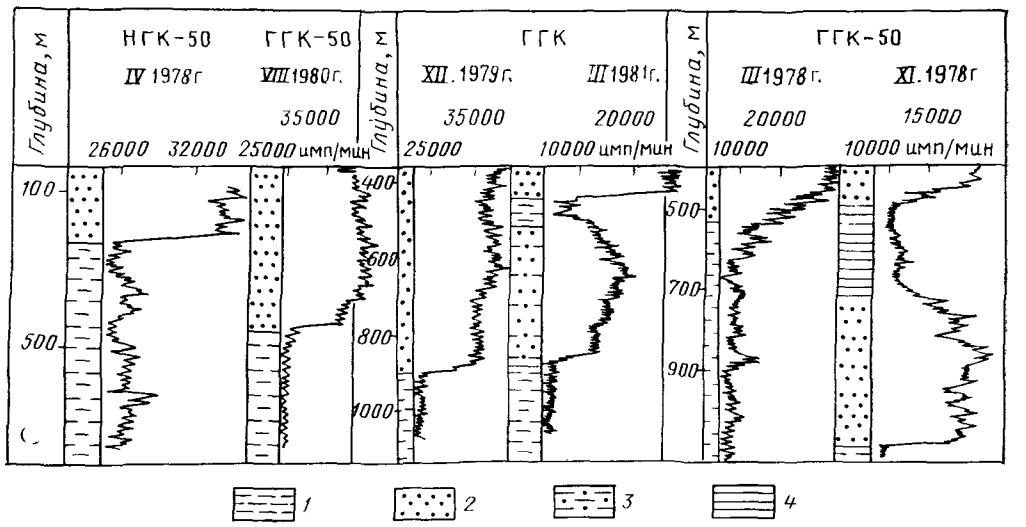


Рис. X.19. Определение по данным РК положения уровня жидкости в межтрубном пространстве.

1 — жидкость; *2* — газ; *3* — газожидкостная смесь; *4* — парафин

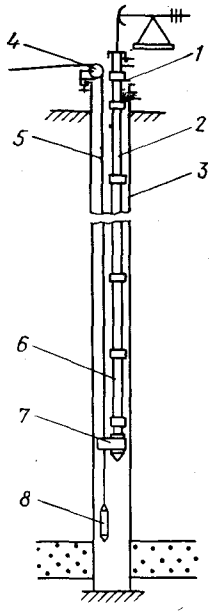


Рис. X.20. Схема оборудования скважины при исследовании межтрубного пространства.

1 — планшайба; *2* — насосно-компрессорные трубы; *3* — обсадная колонна; *4* — ролик; *5* — кабель; *6* — насос; *7* — хвостовик; *8* — прибор

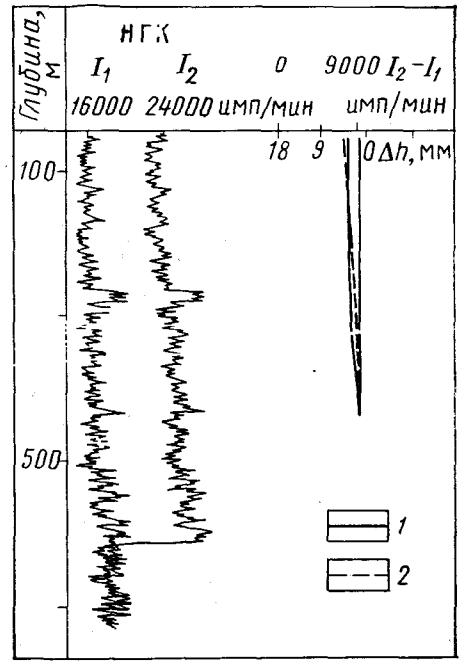


Рис. X.21. Определение профиля парафиновых отложений по НГК-50.

Интенсивность НГК: I_1 — межтрубное пространство заполнено глинистым раствором, I_2 — при уровне раствора в межтрубном пространстве на глубине 615 м; Δh — толщина отложения парафина по данным: 1 — РК; 2 — дифференциального измерителя диаметра труб

Контроль установки глубинного оборудования

При исследовании скважин с этой целью определяется: глубина установки пакерующих устройств, применяющихся для повышения надежности изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной эксплуатации, проведения изоляционных работ и т. д.; глубина спуска насоса, НКТ; положение муфты гидроперфоратора при гидропескоструйной перфорации.

Контроль установки глубинного оборудования осуществляется методами НГК, ННК и ГГК. Глубины спуска НКТ, насоса, положение пакерирующих устройств определяются по резкому уменьшению показаний РК.

Определение толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве

Наиболее точно толщина парафиновых отложений определяется по данным ННК и НГК.

Градуировочная прямая для определения толщины парафиновых отложений строится по двум значениям, которые отсчитываются в интервале, расположенном ниже зоны отложений парафина (рис. X.21). Первое значение I_1 соответствует интенсивности излучения, когда межтрубное пространство заполнено нефтью или водой; второе I_2 — интенсивности излучения в том же интервале после снижения уровня жидкости в межтрубном пространстве. Выше по стволу скважины разность показаний при этих условиях уменьшается, что связано с отложением парафина в межтрубном пространстве. Толщина отложений определяется по градуировочной прямой путем линейной интерполяции. Точность определения толщины парафиновых отложений ± 1 мм.

Определение наличия осадка в призабойной части скважины

Для оценки состояния призабойной части скважины применяются беспакерные гамма-плотномеры, которые позволяют количественно оценить состав смеси в стволе скважины.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ
АППАРАТУРА ДЛЯ КАРОТАЖА

Глава XI
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СХЕМЫ КАРОТАЖНЫХ СТАНЦИЙ

Каротажными станциями называют установки для проведения геофизических и геохимических исследований в скважинах с целью изучения их геологического разреза (последовательности напластования, физических свойств горных пород, наличия в них полезных ископаемых), технического состояния скважин и режима их бурения (при исследованиях в процессе бурения).

§ 46. КЛАССИФИКАЦИЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ КАРОТАЖНЫХ СТАНЦИЙ

Каротажные станции (табл. XI.1) подразделяют по технологии проведения измерений на две группы: станции для исследования скважин с помощью спускаемых на каротажном кабеле приборов и станции для исследования скважин в процессе бурения. По назначению каротажные станции подразделяют на станции для: исследования скважин, бурящихся на нефть и газ, исследования рудных и угольных скважин, промысловых исследований (исследования действующих нефтяных и газовых скважин, в табл. XI.1 не приводятся), инженерно-геологических исследований (пенетрационные каротажные станции).

По степени автоматизации станции делятся на станции, полуавтоматические, в которых управление процессом измерений и регистрация результатов измерений производятся вручную; с автоматической регистрацией данных в аналоговой форме и ручным управлением процессом измерений; с автоматической регистрацией данных одновременно в аналоговой и цифровой формах и ручным управлением процессом измерений; автоматизированные (компьютеризированные) с бортовой мини-ЭВМ или специализированным электронным вычислителем для программного автоматического управления процессом измерений, оперативной обработки и интерпретации получаемых данных и выдачи результатов обработки на дисплей, табло или аналоговый регистратор.

По исполнению станции подразделяют на самоходные, разборные и морские. Станции для исследования скважин с помощью спускаемых на каротажном кабеле приборов делятся на: смонтированные на одном автомобиле или основании в виде единого агрегата; состоящие из смонтированных на отдельных автомобилях или основаниях каротажной лаборатории, объединяющей измерительную и регистрирующую аппаратуру, и каротажного подъемника с оборудованием для спуска прибора в скважину и подъема его на поверхность.

В автоматической каротажной станции с регистрацией данных в аналоговой форме и ручным управлением процессом измерений (рис. XI.1, *а*) информация от скважинного прибора *СП* через каротажный кабель *К* подается в измерительный каротажный пульт *ПИК*, где измеряется. При использовании комплексного скважинного прибора в *ПИК* монтируется наземная часть телеизмерительной системы.

С *ПИК* информация подается на аналоговый регистратор *АР*, в качестве которого обычно применяется светолучевой каротажный осциллограф с зеркальными гальванометрами, а в отдельных типах каротажных станций — многоканальный электронный самопишущий потенциометр. С наземных датчиков на буровой *НД* (датчика глубин, магнитного меткоуловителя) через пульт контроля каротажа *ПКК* на *АР* поступают сигналы, обеспечивающие протяжку ленты регистратора в масштабе глубин скважины и нанесение на ленту кабельных меток глубин.

Питание каротажной станции производится от источника питания *ИП*, включающего обычно силовой трансформатор, преобразующий напряжение сети переменного тока на буровой в необходимые напряжения промышленной частоты, источник стабилизированных напряжений и токов, источник переменного тока низкой частоты (порядка 6—25 Гц) для проведения электрического каротажа на многожильном кабеле и генератор переменного тока высокой частоты (порядка 300—440 Гц) для питания *СП* с системой телеизмерения.

Таблица XI.1

Классификация станции для исследования скважин

Наименование	Исполнение	Канал связи скважинного прибора с наземной аппаратурой или забоя с устьем скважины	Предельная глубина исследований, км	Комплекс исследуемых и регистрируемых параметров и используемых методов исследований	Регистрация параметров	Обработка получаемой информации в процессе измерений	Особенности
Станции для исследования скважин приборами на кабеле (каротажные станции)							
а. Для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ							
Лаборатория автоматической каротажной станции АКС/Л-7	Самоходное в кузове на шасси автомобиля ГАЗ-66 или передвижное в кузове на двухосном прицепе	1-, 3- или 7-жильный бронированный каротажный кабель	7	Основной: КС тремя зондами и ПС на 1 и 7 -жильном кабеле, КС и ПС—на 3-жильном кабеле, РК (два параметра); дополнительный со сменными пультами: МК, БК, БМК, ИК, АК, инклинометрия, термометрия, кавернометрия, измерение пластовым наклономером	Аналоговая осциллографическая четырехканальная на двух лентах шириной 200 мм	Нет	—
Лаборатория цифровой каротажной станции ЛКЦ-10	Самоходное в кузове на шасси автомобиля ГАЗ-66	То же	10	Основной: КС семью зондами на 1-жильном кабеле, КС семью зондами и ПС на 3-жильном кабеле или КС тремя зондами и ПС на 7-жильном кабеле, РК и АК (по четыре параметра); дополнительный со сменными пультами. МК, БК, БМК, ИК, инклинометрия, термометрия, кавернометрия, измерение пластовым наклономером	Аналоговая осциллографическая восьмиканальная на двух лентах шириной 200 мм или на одной ленте шириной 400 или 430 мм и цифровая на перфоленте шестиканальная	С построением литологического разреза скважины, определением $C_{гл}$ по ГК или ПС; $k_п$—по АК или НГК; $\rho_к$—по ИК; $k_в$—по КС и АК или НГК	—
Лаборатория цифровой каротажной морской станции ЛЦК-10М	Транспортируется в контейнерах или упаковочных ящиках; монтируется в специальном помещении на морской буровой	То же	10	То же	То же с цифровой регистрацией на магнитной ленте	То же	—
Аппаратура переносной каротажной станции АКС/П-65	Разборное в виде отдельных легко транспортируемых блоков	3-жильный каротажный кабель	3	Основной: КС и ПС, МК; дополнительный со сменными пультами: РК, БК, ИК, инклинометрия, термометрия, кавернометрия	Аналоговая осциллографическая трехканальная на ленте шириной 200 мм	Нет	—
б. Для исследования угольных и рудных скважин							
Автоматическая каротажная станция АЭКС-1500	Самоходное в кузове на шасси автомобиля ЗИЛ-131	3-жильный каротажный кабель	1,5	Основной: КС, ТК, ПС, РК (ГК, НГК, ГГК); дополнительный со сменными пультами: инклинометрия, термометрия, кавернометрия	Аналоговая с помощью двухканального электронного самопишущего потенциометра; запись на двух лентах шириной 144 мм	Нет	Спускоподъемное оборудование и измерительная аппаратура смонтированы на одном автомобиле; привод лебедки от двигателя автомобиля
Автоматическая каротажная станция рудная СК-Р	Самоходное в кузове на шасси автомобиля ГАЗ-66	То же	0,75	Основной: КС, ТК, ПС, РК, (ГК, НГК, ГГК); дополнительный со сменными пультами: измерение спектра гамма-излучения, магнитной восприимчивости и приращения вертикальной составляющей геомаг-	Аналоговая осциллографическая трехканальная на двух лентах шириной 200 мм	Нет	Спускоподъемное оборудование и измерительная аппаратура смонтированы

Продолжение табл. XI.1

Наименование	Исполнение	Канал связи скважинного прибора с наземной аппаратурой или забоя с устьем скважины	Предельная глубина исследований, км	Комплекс исследуемых и регистрируемых параметров и используемых методов исследований	Регистрация параметров	Обработка получаемой информации в процессе измерений	Особенности
				нитного поля, инклинометрия, термометрия, кавернометрия			на одном автомобиле; привод лебедки гидравлический от электродвигателя, питаемого от генератора, приводимого двигателем автомобиля
Станции для исследования скважин в процессе бурения							
а. Для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ							
Автоматическая газокаротажная станция АГКС-65	Самоходное в кузове на шасси автомобиля ГАЗ-66 или передвижное в кузове на двухосном прицепе	Столб промывочной жидкости в затрубном пространстве скважины	3	Суммарные газопоказания $Г_{сум}$, суммарное содержание «тяжелых» УВ газов $Г_{т,\ сум}$, продолжительность бурения 1 м скважины T_1, расход промывочной жидкости на «выходе» скважины $Q_{вых}$, коэффициент разбавления E и эпизодический компонентный анализ	Аналоговая с помощью трех электронных самопишущих потенциометров на лентах шириной 275 мм	Нет	Имеется аппаратура для автоматического отбора проб газовоздушной смеси для компонентного анализа
Автоматическая газокаротажная станция АГКС-4АЦ	То же	То же	5	$Г_{сум}$, приведенные газопоказания $Г_{пр}$, T_1, $Q_{вых}$, E, 6 амплитуд пиков, соответствующих предельным УВ от метана до гексана A_1—A_6 с индивидуальными коэффициентами масштабов записи $k_{м1}$—$k_{м6}$	Аналоговая с помощью трехэлектронных самопишущих потенциометров на лентах шириной 275 мм и цифровая с регистрацией на двух перфолентах величин T_1, $Q_{вых}$, E, A_1—A_6 и $k_{м1}$—$k_{м6}$	С определением $Г_{пр}$ по $Г_{сум}$ и E	
Автоматическая газокаротажная станция (автоматизированная геохимическая информационная система) АГКС-5/АГИС-2	Самоходное в кузове на шасси автомобиля ГАЗ-66 или передвижное на двухосном прицепе	«	7	6 или 12 площадей пиков на хроматограмме F_n, 6 или 12 величин $C_{оп}$, трех заданных величин флюидных коэффициентов C_{nm}, суммарного содержания УВ газов в промывочной жидкости $Г_{х.сум}$, приведенных газопоказаний $Г_{х.пр}$, индекса компонентного состава газа в пласте $I_{кг}$, T_1, $T_{1и}$ (величина T_1 в функции исправленных глубин), расхода промывочной жидкости на «входе» скважины $Q_{вх}$, $Q_{вых}$, $Q_{вых.и}$ (величина $Q_{вых}$ в функции исправленных глубин) и числа $m_{Eи}$ (пропорционального коэффициенту разбавления E в функции исправленных глубин)	Аналоговая с помощью двух электронных самопишущих потенциометров на лентах шириной 250 мм на кусочно-аппроксимированных шкалах величин $T_{1и}$, $Г_{х.пр}$ трех C_{nm}, индекса $I_{кг}$, T_1, $Q_{вх}$ и $Q_{вых}$; цифропечатающего устройства величин $T_{1и}$, $Г_{х.сум}$ и 6 или 12 $C_{оп}$ и цифровая с записью на одной перфоленте 6 или 12 величин F_n, $T_{1и}$ и $Q_{вых.и}$ и числа $m_{Eи}$	С определением величин $C_{оп}$ и C_{nm} по $F_{nср}$, $Г_{х.сум}$ по $F_{nср}$, $Г_{х.пр}$ по $Г_{х.сум}$ и числу $m_{Eи}$, индекса $I_{кг}$ по $C_{оп}$	
б. Станции для инженерно-геологических исследований							
Пенетрационно-каро-	Самоходное на	Штанги с кабелем	0,025	ГК, ГГК, ТННК, ННННК, лобового сопротивления и трения грунта	Аналоговая с помощью двух	Нет	Исследования произво-

Продолжение табл. XI.1

Наименование	Исполнение	Канал связи скважинного прибора с наземной аппаратурой или забоя с устьем скважины	Предельная глубина исследований, км	Регистрация параметров	Обработка получаемой информации в процессе измерений	Особенности
Комплекс исследуемых и регистрируемых параметров и используемых методов исследований						
тажная станция СПК	шасси автомобиля	Штанги с кабелем до донной установки и кабель от донной установки до плавсредства	0,02	электронных самопишущих потенциометров	Нет	дятся при вдавливании датчика в грунт
Пенетрационно-каротажная подводная станция ПСПК	Монтируется на плавсредстве			Аналоговая с помощью электронного самопишущего потенциометра		Имеет донную вдавливающую установку и устройство для ее транспортировки и погружения
при погружении в него датчика; отбор проб грунта						
ГК, ГГК, лобовое сопротивление и трение грунта при вдавливании в него датчика						

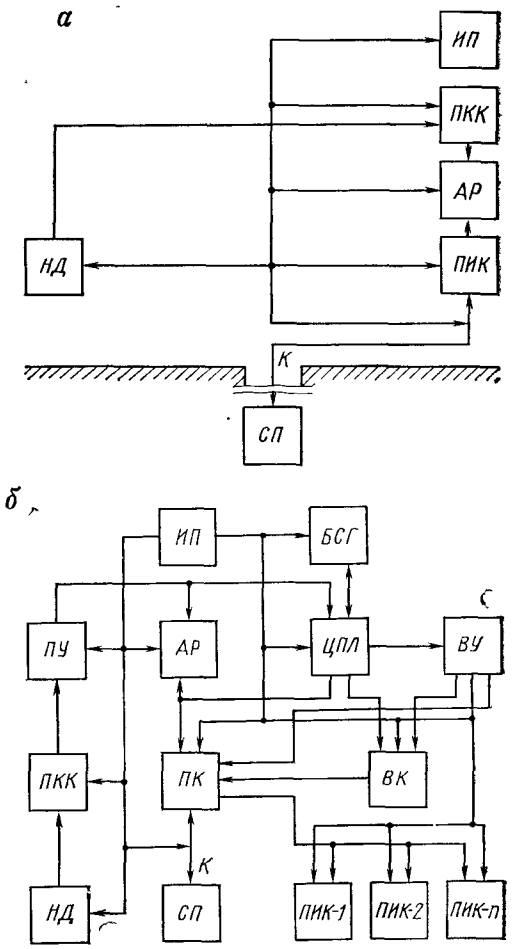


Рис. XI.1. Функциональные схемы автоматических каротажных станций:
а — с аналоговой записью; *б* — с аналоговой и цифровой записью

При проведении электрического каротажа на многожильном кабеле токовые электроды зонда питаются от источника переменного тока низкой частоты блока *ИП*. С измерительных электродов зонда снимается один или несколько сигналов переменного тока $\Delta V_{КС}$ и сигнал постоянного тока $\Delta V_{ПС}$, которые по каротажному кабелю *К* подаются на вход *ПИК*. В пульте *ПИК* с помощью фильтров производится разделение сигналов $\Delta V_{КС}$ и $\Delta V_{ПС}$, выпрямление сигнала $\Delta V_{КС}$ фазочувствительным выпрямителем и компенсация части сигнала $\Delta V_{ПС}$ для уменьшения диапазона его измерения с помощью градуированного компенсатора поляризации *ГКП*.

Автоматическая каротажная станция с одновременной регистрацией информации в аналоговой и цифровой формах с ручным

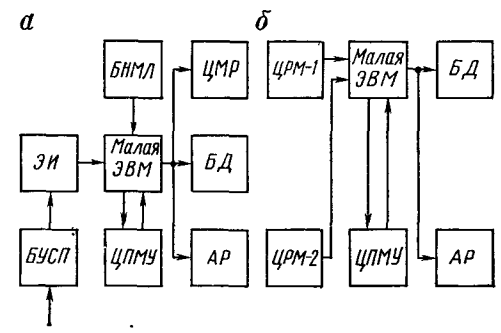


Рис. XI.2. Функциональная схема автоматизированной (компьютеризированной) каротажной лаборатории с программным управлением.
а — при измерении и обработке информации в процессе каротажа; *б* — при воспроизведении, редактировании и обработке данных ГИС после каротажа

управлением процессом измерений (рис XI.1, *б*) отличается от станции с аналоговой регистрацией наличием нескольких пультов *ПИК* (*ПИК*-1, ..., *ПИК-п*) для конкретных видов измерений, подключенных к общему пульту коммутации *ПК* и обеспечивающих комплексирование измерений с одновременной регистрацией расширенного комплекса параметров. В этой станции имеется также пульт управления *ПУ*, управляющий работой аналогового регистратора *АР* и цифрового регистратора ленточного перфоратора *ЦПЛ*, а также блок согласования глубин *БСГ*, обеспечивающий совмещение по глубине цифровой информации, полученной с помощью комплексного *СП* со смещенными по глубине точками записи различных параметров[1]. Станция имеет также воспроизводящее устройство *ВУ* для воспроизведения информации, зарегистрированной в цифровой форме, и электронный каротажный вычислитель *ВК* с зафиксированной программой работы. В качестве цифрового регистратора используется цифровой ленточный перфоратор *ЦПЛ* или цифровой магнитный регистратор *ЦМР* (в последнем случае блок *ВУ* не требуется).

Измерения производят в основном комплексными скважинными приборами. Имеется также возможность измерений на многожильном каротажном кабеле без системы телеизмерения.

Станция позволяет проводить измерения в нескольких режимах: а) измерения и регистрации в аналоговой и цифровой формах первичной информации (в этом режиме блоки *ВУ* и *ВК* не используются); б) измерения и регистрации в цифровой форме полного комплекса измеряемых первичных параметров; регистрации в аналоговой форме части первичных параметров; оперативной обработки первичной информации вычислителем *ВК*, регистрации аналоговым регистратором нескольких производных параметров и литологического разреза скважины по индексам литологии, определенным с помощью вычислителя *ВК*; в) обработки после проведения измерений ранее зарегистрированной информации, введенной в *ВК* с цифрового ленточного перфоратора с помощью устройства воспроизведения информации или с цифрового магнитного регистратора непосредственно, регистрации аналоговым регистратором комплекса производных параметров и литологического разреза скважины по результатам обработки первичной информации каротажным вычислителем.

Управление работой станции (включение необходимого комплекса измерений, установление масштаба записи параметров, контроль работы аппаратуры станции) производит оператор станции вручную. Регистрация параметров в аналоговой и цифровой формах и оперативная обработка первичной информации каротажным вычислителем осуществляются автоматически.

Автоматизированная (компьютеризированная) каротажная станция (система) с программным управляемым процессом измерения (рис. XI.2) отличается от автоматической каротажной лаборатории (станции) наличием в ней бортовой мини-ЭВМ. Библиотека программ обеспечивает полное управление системой (проверку измерительных и регистрирующих каналов, их градуировку, коммутацию элементов системы и обмен информацией между ними, установление масштабов записи и их корректировку в процессе измерений, определение глубины точек записи скважинного прибора, согласование величин измеряемых параметров по глубинам и др.), а также обработку получаемой информации (литологическое расчленение разреза скважины, вычисление коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности и др., оперативную интерпретацию данных ГИС с определением прогнозной оценки характера насыщения пласта и т. п.).

Информационные сигналы от комплексного скважинного прибора поступают на блоки управления скважинными приборами *БУСП* и оттуда в аналоговой форме на электронный интерфейс *ЭИ*. Здесь обеспечивается преобразование информационных сигналов в цифровую форму и обмен информацией (команды, данные ГИС, результаты обработки) между ЭВМ и другими блоками системы.

Управление работой бортовой ЭВМ производится из блока накопления на магнитной ленте *БНМЛ*, где зафиксирована

[1] *БСГ* согласовывает по глубине только информацию, зарегистрированную в цифровой форме, так как в современных светолучевых каротажных осциллографах с зеркальными гальванометрами, используемых в станциях в качестве аналоговых регистраторов, имеется специальное устройство для совмещения по глубинам регистрируемой комплексным скважинным прибором *СП* информации.

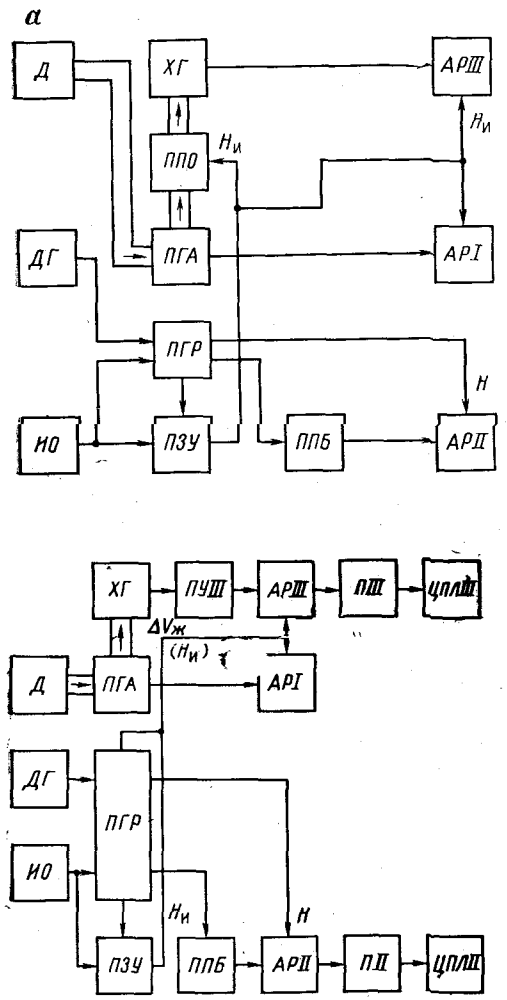


Рис. XI.3. Функциональные схемы автоматических газокаротажных станций:

а — с аналоговой записью; *б* — с аналоговой и цифровой записью

библиотека программ управления процессом измерений и интерпретации его результатов.

Поступающая с мини-ЭВМ информация в полном объеме фиксируется цифровым магнитным регистратором *ЦРМ*; часть обработанной информации фиксируется аналоговым регистратором в масштабе глубин.

Система обеспечивает обмен информацией (диалог) между оператором системы и ЭВМ с помощью блока дисплея *БД* и блока цифропечатающей машинки с ручной клавиатурой управления *ЦПМУ* типа «Консул». На экран *БД* непрерывно выводятся данные ГИС в интервале последних 30 м исследований. Блок *ЦПМУ* дает возможность ввести в систему исход ные данные для управления режимом измерения и обработки информации.

Автоматизированная система рассчитана на два режима работы: а) проведение каротажа и обработки получаемой информации в процессе каротажа (см. рис. XI.2, *а*); б) считывание первичных данных ГИС с одного или двух цифровых магнитных регистраторов *ЦРМ-1* и *ЦРМ-2* (см. рис. XI.2, *б*), их редактирование (см. главу XIX) и обработку. Можно произвести несколько вариантов обработки, задавая их с помощью ЦПМУ.

На рис. XI.3, *а* показана функциональная схема автоматической газокаротажной станции для проведения геохимических исследований в процессе бурения с автоматической регистрацией данных в аналоговой форме с ручным управлением процессом измерений.

На буровой установлены датчики — дегазатор непрерывного действия *Д*, датчик глубин *ДГ* и измеритель объема эвакуированной из скважины *ПЖ*(*ИО*).

Извлеченная дегазатором из *ПЖ* газовоздушная смесь (ГВС) подается в пульт суммарного газоанализатора *ПГА* станции. По сигналам *ДГ* в пульте глубин и расхода *ПГР* станции определяется глубина забоя скважины и выдаются сигналы глубин *H* с заданным шагом квантования по глубинам $\Delta_г$. По сигналам с датчика *ИО* в пульте *ПГР* формируются сигналы объема *ПЖ*, по которым пульт запоминающего устройства станции *ПЗУ* преобразует сигналы глубин *H* в сигналы исправленных глубин $H_и$ (см. главу VIII).

По сигналу *H* в пульте параметров бурения *ППБ* определяются параметры II группы — параметры, характеризующие режим бурения скважины (см. главу VIII), которые регистрируются аналоговым регистратором параметров II группы *АРII* в заданном масштабе глубин *n*.

По сигналу $H_и$ в пульте *ПГА* определяются параметры I группы — параметры суммарного газового анализа, которые регистрируются аналоговым регистратором параметров I группы в заданном масштабе исправленных глубин *n*.

Регистраторы параметров I и II групп в аналоговой форме обычно выполняются в виде электронных многоточечных самопишущих потенциометров, работающих в старт-стопном режиме. При поступлении сигнала *H* или $H_и$ на неподвижной ленте регистратора фиксируются параметры одной группы в виде точек с соответствующим номером, а в последних моделях — и цветом, а затем лента протягивается на определенную длину, пропорциональную заданному шагу квантования по глубинам $\Delta_г$ и заданному масштабу глубин *n*. После этого регистратор останавливается до поступления следующего сигнала *H* или $H_и$ и регистрация серии параметров группы повторяется в описанной последовательности. В результате огибающие одноименных точек будут представлять собой кри-

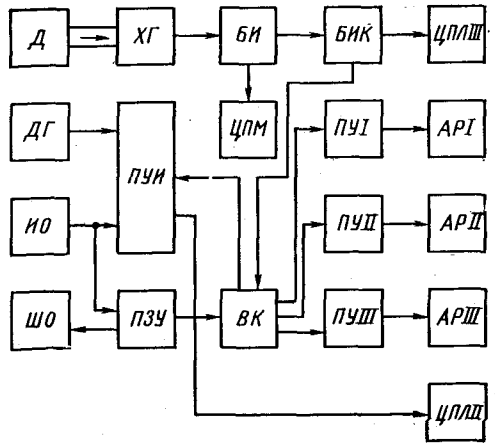


Рис. XI.4. Функциональная схема автоматизированной (компьютеризированной) геохимической информационно-измерительной системы исследования скважин в процессе бурения

вые соответствующих параметров группы, зарегистрированные для параметров I группы в функции исправленных глубин $A=f(H_и)$, а для параметров II группы — в функции глубин $B=f(H)$.

При аномальных значениях параметров I группы станция при каждом сигнале $H_и$ дает команду в пульт пробоотборников *ППО*, по которой отбирается проба ГВС, подаваемая далее на компонентный анализ в хроматограф *ХГ*. Результаты компонентного анализа фиксируются аналоговым регистратором параметров III группы *АР*III в виде хроматограммы — непрерывной кривой в функции времени с рядом пиков, характеризующих содержание отдельных компонентов (см. главу VIII). Для привязки данных компонентного анализа к соответствующим глубинам при каждом сигнале $H_и$ на ленту регистратора *АР*III наносится метка.

В качестве регистратора параметров III группы — параметров компонентного газового анализа — используется одноканальный электронный самопищущий потенциометр с непрерывной протяжкой ленты в функции времени и с записью непрерывной кривой пером.

На рис. XI. 3, *б* показана функциональная схема автоматической газокаротажной станции с автоматической регистрацией расширенного комплекса геохимических параметров одновременно в аналоговой и цифровой формах с ручным управлением процессом измерений. Эта станция отличается от описанной выше: 1) наличием хроматографа *ХГ* для высокочувствительного компонентного экспресс-анализа и регистрацией динамики изменения содержания отдельных компонентов в ГВС по стволу скважины; 2) возможностью проведения комплексного газового каротажа — газового каротажа в процессе бурения с регистрацией геохимических параметром I и III групп в функции исправленных глубин $A=f(H_и)$ и $C=f(H_и)$ и газового каротажа после бурения с регистрацией параметров этих групп в функции объема *ПЖ*, эвакуированной из скважины, $A=f(V_ж)$ и $C=f(V_ж)$; 3) регистрацией части первичных параметров не только в аналоговой, но и в цифровой форме для последующей обработки на ЭВМ ВЦ геофизического предприятия.

Переход от газового каротажа после бурения (который производится от момента окончания спуско-подъемных операций и включения циркуляции *ПЖ* до момента выхода забойной порции *ПЖ* на устье скважины) к газовому каротажу в процессе бурения осуществляется автоматически при поступлении первого сигнала $H_и$.

Для регистрации параметров III группы (данных компонентного анализа) в заданном масштабе глубин или объема *ПЖ* пультом управления аналоговым регистратором параметров III группы *ПУ*III фиксируются экстремальные значения пиков хроматограмм и выдаются их амплитуды A_n, которые фиксируются с индивидуальным коэффициентом загрубления масштаба записи $k_{мn}$ аналоговым регистратором параметров III группы *АР*III.

С аналоговыми регистраторами параметров II и III групп *АР*II и *АР*III связаны преобразователи аналог — код *П*II и *П*III, обеспечивающие регистрацию параметров II и III групп в цифровой форме соответственно в функции глубин и исправленных глубин (или объема ПЖ) с помощью цифровых ленточных перфораторов *ЦПЛ*II и *ЦПЛ*III.

Автоматизированная (компьютеризированная) геохимическая информационно-измерительная система (рис. XI. 4) отличается от станции с регистрацией параметров одновременно в аналоговой и цифровой формах наличием бортовой мини-ЭВМ, обеспечивающей выполнение функций многоканального запоминающего устройства *ПЗУ* (преобразование сигналов глубин в сигналы исправленных глубин для геохимических параметров и габаритных фракций шлама и ряда параметров механического каротажа T_1, $Q_{вых}$ и E из функции глубин в функцию исправленных глубин — в величины $T_{1и}$, $Q_{вых.и}$ и $E_и$) и оперативное определение производных параметров *ВК* с регистрацией производных параметров в аналоговой форме, а также в виде цифропечати. Каждая группа параметров предназначена для решения определенных задач: I группа, регистрируемая в аналоговой форме, — для прогнозирования нефтегазоносных пластов до их вскрытия скважиной и оперативной прогнозной оценки характера насыщения пластов, вскрытых скважиной, II группа, регистрируемая в аналоговой форме, — для

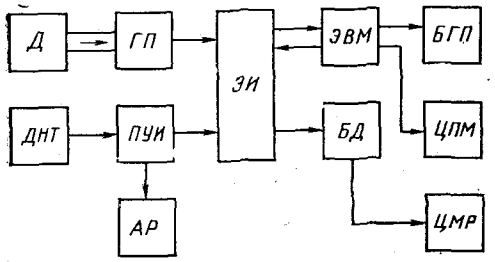


Рис. XI.5. Функциональная схема комплексной автоматизированной (компьютеризированной) геохимико-технологической системы исследования скважин в процессе бурения

оперативного выделения интервалов поглощения и притока и III группа, регистрируемая в виде цифропечати, — в качестве отчетной документации. Аналоговые регистраторы *АРI — АРIII* подключены к мини-ЭВМ через пульты управления с цифро-аналоговым преобразователем *ПУI — ПУIII*, а цифропечатающее устройство *ЦПМ* — непосредственно.

Второй особенностью системы является наличие в хроматографе *ХГ* блока интегратора *БИ*, определяющего площади пиков хроматограммы F_n и выдающего их в цифровом коде, и идентификация величин F_n в блоке *БИК*. Для последующей комплексной (совместно с данными ГИС) обработки на ВЦ система фиксирует в цифровой форме как F_n, так и преобразованные в функцию исправленных глубин величины параметров бурения с помощью общего цифрового регистратора ЦПЛ. Предусмотрена также фиксация F_n с помощью цифропечатающего устройства *БИ* и вывод оперативной информации на табло пульта управления и индикации *ПУИ*.

Особенностью этой системы является также наличие в ее комплексе шламоотборника *ШО*, управляемого сигналами, поступающими из мини-ЭВМ (*ВК*).

В последнее время за рубежом начали широко применяться комплексные автоматизированные геохимико-технологические системы с бортовой мини-ЭВМ, решающие задачи не только исследования разреза скважины, *но и оптимизации процесса* бурения.

Комплексная автоматизированная геохимико-технологическая система (рис. XI. 5) отличается от предыдущей системы наличием комплекса наземных технологических датчиков, подключенных к пульту управления и индикации *ПУИ* и через него к аналоговому регистратору *АР*, фиксирующему изменение первичных технологических параметров.

Пульты *ГП* и *ПУИ* через электронный интерфей с *ЭИ* связаны с мини-ЭВМ. Управление процессом измерения и обработки производится оператором с помощью блока дисплея *БД*, имеющего клавиатуру управления, через который магнитный цифровой регистратор *ЦМР* связан с мини-ЭВМ. ЭВМ фиксирует первичную информацию, проходящую через нее, и при необходимости выдает на *ЦМР* как первичную, так и обработанную информацию. Результаты измерений и обработки выводятся на табло и фиксируются в виде цифропечати с помощью цифропечатающего устройства *ЦПМ*, а также в виде кривых, получаемых с помощью блока графопостроителя (плоттера) *БГП*.

§ 47. ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ КАРОТАЖНЫХ СТАНЦИЙ

Основными узлами автоматических каротажных станций (АКС) являются аналоговые регистраторы с фотографической или открытой записью, цифровые регистраторы, измерительные панели, панели контроля и управления и источники питания. Цифровые регистраторы применяются в комплексе с аналого-цифровыми преобразователями и рассмотрены совместно с ними в главе XVI, а измерительные панели рассматриваются в комплексе со скважинными приборами в главах XII — XV. Узлы автоматических газокаротажных станций рассмотрены в § 63 и 64.

Фоторегистраторы

Наиболее распространенным аналоговым регистратором АКС является фоторегистратор ФР — светолучевой каротажный осциллограф с зеркальными гальванометрами (табл. XI.2).

При использовании ФР измеряемый сигнал определяют по силе тока, проходящего под действием этого сигнала через зеркальный гальванометр измерительного канала ФР. Запись изменения измеряемого сигнала по стволу скважины производят, фиксируя фотографическим путем положение блика зеркального гальванометра, включенного в данный измерительный канал ФР, на ленте (осциллографной бумаге или пленке), непрерывно протягиваемой в масштабе глубины скважины.

Движение рамки гальванометра к положению равновесия α_0 под действием протекающего через нее тока i описывается дифференциальным уравнением

$$J\frac{d^2\alpha}{dt^2}+У\frac{d\alpha}{dt}+w\alpha=\Phi i,$$

где $У=2\beta\sqrt{Jw}$ — коэффициент успокоения гальванометра; J, w, Φ и β — см. табл. XI.2.

Решение этого уравнения имеет вид

$$\alpha=\alpha_0 e^{-\beta\tau}\left(\frac{e^{\gamma\tau}+e^{-\gamma\tau}}{2}+\right.$$
$$\left.+\beta\frac{e^{\gamma\tau}+e^{-\gamma\tau}}{2\gamma}\right),$$

Таблица XI.

Основные параметры зеркальных каротажных гальванометров

Параметр	Определение	Выражение через другие величины
Постоянная гальванометра по току K_{i0}, А/мрад или А/мм·м	Сила тока через гальванометр в амперах, смещающая его рамку на угол 1 мрад или блик гальванометра на ленте на 1 мм при оптическом рычаге 1 м	$K_{i0}=\frac{w}{\Phi}$
Удельный противодействующий момент w, мН·см/мрад	Момент при закручивании растяжек гальванометра на угол 1 мрад	
Полное потокосцепление Ф, мН·см/А	Сцепление магнитного поля гальванометра с его рамкой	
Постоянная гальвачометра по току применительно к данному типу ФР K_i, мкА/см	Сила тока через гальванометр в мкА, смещающая блик гальванометра на ленте на 1 см при оптическом рычаге L	$K_i=3{,}3\cdot10^7 K_{i0}$ при $L=300$ мм; $K_i=2{,}2\cdot10^7 K_{i0}$ при $L=450$ мм
Чувствительность гальванометра по току N_{i0}, мрад/А или мм·м/А	Величина, обратная K_{i0}	$N_{i0}=1/K_{i0}$
Постоянная гальванометра по напряжению K_{U0}, В/мрад или В/мм·м	Напряжение на зажимах гальванометра в вольтах, поворачивающее его рамку на угол 1 мрад или смещающее блик гальванометра на ленте на 1 мм при $L=1$ м	$K_{U0}=K_{i0}R$, где R — сопротивление цепи гальванометра в Ом
Чувствительность гальванометра по напряжению N_{U0}, мрад/В или мм·м/В	Величина, обратная K_{U0}	$N_{U0}=1/K_{U0}$
Период свободных колебаний гальванометра T_0, с	Период колебаний рамки гальванометра при разомкнутой цепи	$T_0=2\sqrt{J/w}$
Момент инерции гальванометра J, $\frac{мН\cdot см\cdot с^2}{мрад}$	Момент инерции рамки гальванометра относительно оси вращения	
Собственная частота гальванометра f_0, Гц	Величина, обратная T_0	$f_0=1/T_0$ (XI.1)
Внутреннее сопротивление гальванометра $R_г$, Ом		
Критическое сопротивление гальванометра $R_{кр}$, Ом	Сопротивление цепи гальванометра, при котором режим его работы является критическим (сопротивление успокоения $\beta=1$)	$R_{кр}=\Phi^2/2\sqrt{J/w}$
Внешнее критическое сопротивление $R_{кр.вн}$, Ом		$R_{кр.вн}=R_{кр}-R_г$
Приведенная собственная частота гальванометра f_{0C}, Гц	Собственная частота гальванометра при подключении к его выводам конденсатора емкостью C фарад	$f_{0C}=\frac{f_0}{\sqrt{1+4\pi f_0 R_{кр} C}}$ (XI.2)
Приведенное критическое сопротивление $R_{крC}$, Ом	Критическое сопротивление гальванометра при подключении к его выводам конденсатора емкостью C фарад	$R_{крC}=\frac{R_{кр}}{\sqrt{1+4\pi f_0 R_{кр} C}}$ (XI.3)
Степень успокоения гальванометра β	Коэффициент, характеризующий электромагнитное успокоение гальванометра	$\beta=\frac{\Phi^2}{2R\sqrt{Jw}}=\frac{R_{кр}}{R}$ (XI.4)
Время успокоения или установления τ/T_0	Относительное (в долях T_0) время, в течение которого подвижная система гальванометра после начала своего движения практически достигает положения равновесия	

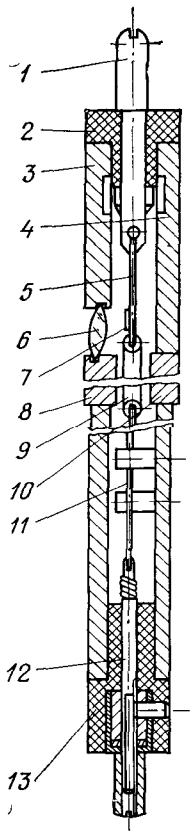


Рис. XI.6. Кассета гальванометров-вставок (разрез по подвижной системе).

1 — узел крепления верхней растяжки; *2* — верхняя головка; *3* — передняя стенка кассеты; *4* — задняя стенка кассеты; *5* — верхняя растяжка; *6* — сферическая линза; *7* — зеркальце; *8* — передняя полюсная вставка; *9* — рамка подвижной системы; *10* — задняя полюсная вставка; *11* — нижняя растяжка; *12* — узел крепления нижней растяжки; *13* — нижняя головка

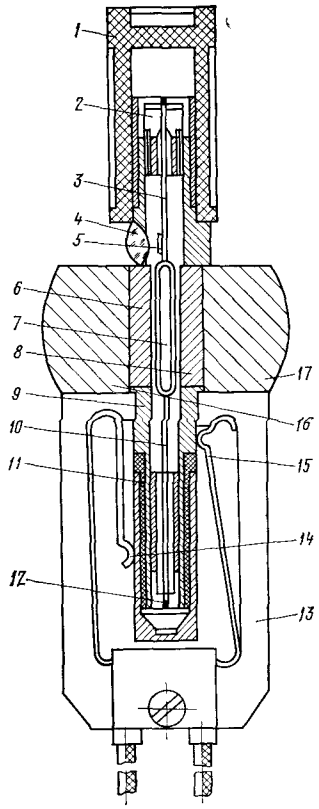


Рис. XI.7. Индивидуальный цилиндрический гальванометр-вставка М007 (М012)

1 — герметичная пластмассовая головка; *2* — узел крепления верхней растяжки; *3* — верхняя растяжка; *4* — сферическая линза; *5* — зеркальце; *6* — передняя полюсная вставка; *7* — рамка гальванометра; *8* — задняя полюсная вставка; *9* — цилиндрический корпус; *10* — нижняя растяжка; *11* — изолированный полюсный наконечник; *12* — узел крепления нижней растяжки; 13 — полюсный вкладыш, с помощью которого гальванометр-вставка устанавливается в магнитный блок; *14* и *15* — пружинные контакты; *16* и *17* — передний и задний полюсные наконечники

◀

где $\tau=\sqrt{w}\,Jt$ — относительное (безразмерное) время; $\gamma=\sqrt{\beta^2-1}$.

При рассмотрении функции $\alpha=f(\tau)$ различают три режима перемещения рамки гальванометра к положению равновесия α_0: *периодический* ($\beta<1$), когда рамка гальванометра совершает несколько колебаний около положения равновесия, *апериодический* ($\beta>1$), когда рамка медленно подходит к положению равновесия, и *критический* ($\beta=1$), когда рамка подходит к положению равновесия без колебаний в минимальное время.

При проведении ГИС измерения проводят при частотах изменения регистрируемого параметра до 1 Гц, а для уменьшения влияния помех собственная частота гальванометра f_0 не должна превышать 2—3 Гц. Из (XI. 1) табл. XI. 2 видно, что для понижения f_0 требуется увеличить момент инерции рамки гальванометра J.

В зарубежных ФР применяют вибростойкие широкорамочные гальванометры с жидкостным заполнением для повышения вибропрочности. В отечественных ФР используют вибростойкие узкорамочные гальванометры, зашунтированные емкостью C. Такие гальванометры характеризуются приведенными моментом инерции $J_{пр}=J+C\Phi^2$, собственной частотой f_{0C} и критическим сопротивлением $R_{крC}$ по (XI. 2) и (XI. 3).

Для получения из гальванометра с собственной частотой f_0 и критическим сопротивлением $R_{кр}$ гальванометра с собственной приведенной частотой f_{0C} необходимо его зашунтировать емкостью C, величина которой определяется по формуле

$$C=10^6\frac{f_0^2-f_{0C}^2}{4\pi f_0 f_{0C}^2 R_{кр}}, \qquad (XI.5)$$

где C — в мкФ; f_0 и f_{0C} — в Гц; $R_{кр}$ — в Ом.

Время установления показаний гальванометра τ/T_0 зависит от степени успокоения β:

Степень успокоения β . . .	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
Время установления τ/T_0	4,3	2,8	1,35	0,95	0,8
Степень успокоения β . . .	1,0	1,5	2	5	10
Время установления τ/T_0	0,73	1,65	2,5	6,1	12,1

Обычно довольствуются $\beta=0{,}8$ и лишь при необходимости для уменьшения влияния помех величину β устанавливают большей.

За рубежом применяют зеркальные гальванометры с индивидуальными магнитными системами, а в отечественных ФР — блоки зеркальных гальванометров-вставок с общей магнитной системой (рис. XI. 6 и XI. 7, табл. XI. 3).

Чтобы от отклонения блика гальванометра на ленте l перейти к измеряемому сигналу ΔV, следует величину l умножить на постоянную измерительной цепи по напряжению m (табл. XI. 4) $\Delta V=ml$, где ΔV — в мВ; l — в см.

Основными узлами ФР являются светонепроницаемый кожух, в котором смонтированы блоки гальванометров, измерительная схема, оптическая система с электрической схемой управления [1] и лентопротяжный механизм с приводом.

Измерительная схема ФР предназначена для обеспечения необходимых параметров гальванометров (f_{0C}, $K_{iи}$, β и номинального сопротивления измерительного канала ФР R_0) (см. табл. XI. 5).

Для регулирования параметров каждый гальванометр (рис. XI. 8) зашунтирован емкостью C (XI. 5) и в его цепь включены резисторы (параллельно R_x и у большинства гальванометров последовательно R_y). В последних моделях ФР в измерительном канале имеется переменный резистор R_z, с помощью которого устанавливается требуемая величина R_0.

Сопротивления резисторов R_{xn}, R_{yn} и R_z (где n — порядковый номер гальванометра в измерительном канале — 1, 2 или 3) рассчитывают по формулам

$$R_{xn}=\frac{R_{кр}\,c_n}{k_{ш\,n}\beta};$$

$$R_{yn}=\frac{R_{кр}\,c_n\,(k_{ш\,n}-1)}{k_{ш\,n}\beta}-R_{г\,n};$$

$$R_z=R_0-\sum\frac{R_{кр}\,c_n\,(k_{ш\,n}-1)}{k_{ш\,n}^2\beta}.$$

Оптическая система ФР обеспечивает получение на ленте бликов гальванометров и визуальный контроль их перемещения, разграфку ленты горизонтальными линиями глубин и их оцифровку по глубинам,

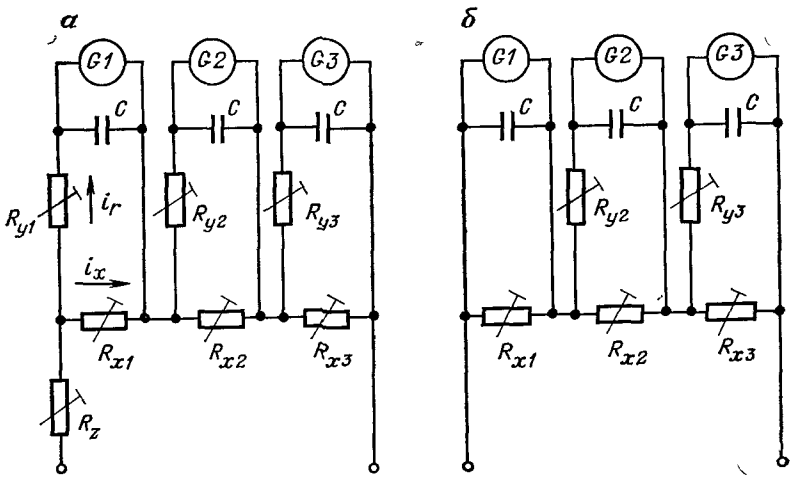


Рис. XI.8. Схемы измерительных каналов фоторегистраторов:

а — НО17, НО13, НО15, НО28 (во II канале ФР НО17, во II, IV, VI и VIII каналах ФР НО28 имеются только гальванометры *G1* и *G2* со своими конденсаторами и резисторами; в *III* канале ФР НО17 имеется только один гальванометр *G1* со своим конденсатором и резистором); *б* — ФР-6 (во II канале ФР последовательно включены два гальванометра *G1* со своими резисторами и конденсаторами; в III канал ФР включен только гальванометр *G1* со своим конденсатором и резисторами)

[1] Электрические схемы управления цепями разграфки и оцифровки ленты и освещения гальванометров в большинстве ФР смонтированы в специальных панелях управления.

Таблица XI.3

Основные параметры зеркальных гальванометров-вставок

Параметр	Тип гальванометра-вставки		
	Кассетный	Индивидуальный цилиндрический М007	Индивидуальный цилиндрический М012
Оптический рычаг L, мм	450	300	300
Постоянная по току, А/(мм·м)	$2{,}0\cdot10^{-8}$	$1{,}6\cdot10^{-8}$	$1{,}35\cdot10^{-8}$
Постоянная по току при данном L, мкА/см	0,43	0,77	0,45
Внутреннее сопротивление $R_г$, Ом	155—175	150	175
Шунтирующая емкость C, мкФ	20	100	50
Приведенная собственная частота f_{0C}, Гц	7,0	2,0	3,0

разграфку ленты вертикальными масштабными линиями, нанесение на ленту кабельных меток глубин и марок времени для контроля скорости измерений. Система содержит осветители гальванометров, горизонтальных и вертикальных линий, кабельных меток и счетчиков глубин; цилиндрические (для фиксации на ленте линий и точек) и сферические (для фотографирования на ленту показаний счетчика глубин) линзы, а также зеркала, диафрагмы и шторки. Электрическая схема обеспечивает питание осветителей, необходимое время их включения, управление электромагнитными счетчиками оцифровки ленты, *согласование разграфки ленты* горизонтальными линиями глубин с кабельными метками с учетом смещения точек записи отдельных каналов и цены первой метки [1].

Лентопротяжные механизмы с приводом включают в себя сельсин-приемник, связанный с сельсином датчика глубин на буровой, механический выпрямитель, обеспечивающий постоянное направление протяжки ленты при любом направлении перемещения кабеля в скважине, коробку

[1] Расхождение точек записи отдельных каналов в скважинном приборе устраняется смещением бликов гальванометров на ленте.

Таблица XI.4

Параметры измерительной цепи, содержащей гальванометр

Параметр	Определение	Выражение через другие величины
Сопротивления измерительной цепи R, Ом	Полное сопротивление измерительной цепи, содержащей скважинный прибор и кабель	—
Постоянная измерительной цепи по току $K_{i\text{ои}}$, А/мрад или А/(мм·м)	Сила тока измерительной цепи в амперах, поворачивающего рамку гальванометра на угол 1 мрад или смещающего блик гальванометра на ленте на 1 мм при $L=1$ м	—
Постоянная измерительной цепи по току применительно к данному ФР $K_{i\text{и}}$, мкА/см	Сила тока в измерительной цепи в мкА, смещающего блик гальванометра на ленте данного ФР на 1 см	$K_{i\text{и}}=3{,}3\cdot10^{7}\,K_{i\text{ои}}$ при $L=300$ мм; $K_{i\text{и}}=2{,}2\cdot10^{7}\,K_{i\text{ои}}$ при $L=450$ мм
Коэффициент шунтирования $k_{\text{ш}}$	Коэффициент, показывающий, какая часть тока измерительной цепи ответвляется на гальванометр	$k_{\text{ш}}=K_{i\text{и}}\,(K_i)$ (XI.6)
Постоянная измерительной цепи по напряжению m, мВ/см	Напряжение в милливольтах в измерительной цепи, смещающее блик гальванометра на ленте данного ФР на 1 см	$m=10^{-3}\,K_{i\text{и}}R$
Предел измерений	Напряжение в милливольтах в измерительной цепи, смещающее блик гальванометра на ленте данного ФР на шкальное значение p (обычно $p=8$)	pm

Таблица XI.5

Основные данные фоторегистраторов, используемых в отечественных АКС

Характеристика	ФР-6	НО17	НО28	НО15	НО13
Область применения	Лаборатория АКС-4	Переносная аппаратура АКС/П-65 и станция СК-Р	Лаборатория ЛЩК-10	Последние партии лаборатории АКС/Л-7	Первые партии лаборатории АКС/Л-7
Гальванометры	Кассетные зеркальные гальванометры-вставки с несколькими подвижными системами в одной кассете	Вибростойкие индивидуальные цилиндрические зеркальные гальванометры-вставки М012 (в первых партиях АКС/П-65) или М007 (в последних партиях АКС/П-65 и станциях СК-Р)	Вибростойкие индивидуальные цилиндрические зеркальные гальванометры-вставки М012	Вибростойкие индивидуальные цилиндрические зеркальные гальванометры-вставки М007	Вибростойкие индивидуальные цилиндрические зеркальные гальванометры-вставки М007
Число блоков гальванометров	1	1	4	2	4
Число гальванометров или подвижных систем в блоке	6	6	5	6	3
Число измерительных каналов	3	3	8	4	4
Коммутация гальванометров в измерительных каналах	I канал — 3 гальванометра, пишущих в масштабах, относящихся к наиболее крупному, как 1 : 1,1 : 5 и 1 : 25; II канал — 2 гальванометра 1 : 1 и 1 : 1; III канал — 1 гальванометр 1 : 1	I канал — 3 гальванометра 1 : 1,1 : 5 и 1 : 25; II канал — 2 гальванометра 1 : 1 и 1 : 1; III канал — 1 гальванометр 1 : 1	I, III, V и VII каналы — по 3 гальванометра: 1 : 1, 1 : 5 и 1 : 25; II, IV, VI и VIII каналы — по 2 гальванометра 1 : 1 и 1 : 5 (имеется переключатель гальванометра с масштаба (1 : 5 на масштаб 1 : 1)	1—IV каналы — по 3 гальванометра 1 : 1, 1 : 5 и 1 : 25	1—IV каналы — по 3 гальванометра 1 : 1, 1 : 5 и 1 : 25
Запись кривых	На одну ленту шириной 200 мм		На две ленты шириной 200 мм, протягиваемые в одном общем или двух различных масштабах глубин, или на одну общую ленту шириной 400 или 430 мм на дорожках ленты шириной: 80 или 90 мм		На две ленты шириной 200 мм, протягиваемые в одном общем или двух различных масштабах глубин

Продолжение табл. XI.5

Характеристика	ФР-6	НО17	НО13	НО15	НО28
Разделение кривых различных каналов, записанных на одной ленте	Каналы I и II — записью кривых различной толщины, канал III — записью пунктирной линией	Канал I — запись на дорожке шириной 80 мм, каналы II и III — записью на всю ширину ленты	Записью кривых каждого канала на отдельных дорожках ленты ширины:		
			80 мм	80 мм	80 или 90 мм
Возможность совмещения по глубинам кривых, зарегистрированных различными измерительными каналами	Нет	Нет	Путем смещения цилиндрических линз измерительных каналов по отношению друг к другу на заданные расстояния		Путем смещения блоков гальванометров измерительных каналов по отношению друг к другу на заданные расстояния
Оптический рычаг, мм	450	300	300	300	300
Наблюдение за положением бликов гальванометров на ленте	По общей шкале визуального наблюдения на передней панели и по контрольной шкале на крышке	По общей шкале визуального наблюдения на передней панели	По индивидуальным для каждого канала шкалам визуального наблюдения на передней панели и контрольным общим для каждой ленты шкалам (при снятых лентопротяжных механизмах)		По индивидуальным для каждого канала шкалам визуального наблюдения на передней панели и по контрольным шкалам на крышке
Разграфка и оцифровка ленты по глубинам	Тонкими и жирными горизонтальными линиями соответственно через 5 и 50 м перемещения кабеля; оцифровка отсутствует	Горизонтальными линиями кабельных меток; оцифровка отсутствует	Тонкими и жирными горизонтальными линиями соответственно через 2 и 10 м перемещения кабеля; нанесение горизонтальных черточек кабельных меток; оцифровка каждой ленты по глубинам через каждые 20 м перемещения кабеля		
Разграфка ленты вертикальными линиями	Через каждые 2 см				
Отметка марок времени	Разрывами всех вертикальных линий через каждые 30 с	Разрывами одной из вертикальных линий через каждые 30 с	Разрывами одной из вертикальных линий на каждой ленте через каждые 30 с		
Тип лентопротяжного механизма	Встроенный	30 с	Навесные для каждой ленты		Встроенные
Привод лентопротяжного механизма	От сельсина СС-501, делающего 4 об. на 1 м перемещения кабеля		Каждого механизма от одного общего сельсина НС-501, делающего 4 об. на 1 м перемещения кабеля		
Устанавливаемые масштабы глубин	Основные 1 : 1000, 1 : 500 и 1 : 200, вспомогательные 1 : 100, 1 : 50 и 1 : 20	Основные 1 : 500 и 1 : 200; вспомогательные 1 : 100, 1 : 50 и 1 : 20	1 : 500, 1 : 200, 1 : 100, 1 : 50 и 1 : 20	1 : 500, 1 : 200, 1 : 100, 1 : 50 1 : 20	Основные 1 : 1000, 1 : 500 и 1 : 200; вспомогательные 1 : 100, 1 : 50 и 1 : 20
Контроль протяжки ленты	По сигнальным лампочкам				

Таблица XI.6

Основные технические характеристики ЭСП, применяемых в автоматических каротажных и газокаротажных станциях

Тип ЭСП	Примечание	Характеристика	Особенности измерительной схемы	Особенности конструкции	Примечание
Потенциометр автоматический сдвоенный каротажный ПАСК-8	Автоматическая каротажная станция АЭКС-1500	Двухканальный ЭСП с двумя лентопротяжными механизмами и с двухперьевыми пишущими устройствами, обеспечивающими одновременную запись двух параметров на двух лентах в общем или в двух различных масштабах глубин. Ширина диаграммной ленты — 2×170 мм. Запись — шариковым пером. Шкалы — линейная и кусочно-аппроксимированная. Протяжка ленты — непрерывная в масштабе глубин	Наличие линейной шкалы с записью в диапазоне 0—20 или 0—100 мВ на 144 мм или кусочно-аппроксимированной шкалы с записью на 144 мм в диапазоне 100 (0—20 на 80 мм и 20—100 на 64 мм) или 500 (0—100 на 80 мм и 100—500 на 64 мм) мВ. Наличие на входе делителя напряжения 1 : 25	Наличие двух лентопротяжных механизмов с масштабами глубин: I лентопротяжным механизмом — 1 : 500, 1 : 200, 1 : 100 и 1 : 50 или 1 : 20; II лентопротяжным механизмом — 1 : 5000, 1 : 2000, 1 : 1000, 1 : 500 или 1 : 200	
Аналоговый регистратор параметров I группы	Автоматические газокаротажные станции АГКС-65 и АГКС-4АЦ	Одноканальный трехточечный ЭСП. Режим работы — старт-стопный с регистрацией параметров на неподвижной ленте в виде точек с соответствующим номером и последующей протяжкой ленты на шаг, пропорциональный заданным масштабам глубин и шагам квантования по глубинам. Ширина диаграммной ленты — 275 мм. Запись — печатающей кареткой. Шкала — линейная. Протяжка ленты — дискретная в масштабе глубин (АГКС-65 и АГКС-4АЦ) и объема ПЖ, эвакуированной из скважины (АГКС-4АЦ). Управление работой ЭСП и датчиков —	Предел измерений 0—10 мВ. Запись — справа налево. Время пробега шкалы — 2,5 с. Время печати — 0,75 с	Протяжка ленты в масштабе глубин 1 : 500 или 1 : 200 с шагом квантования по глубинам (0,5 или 1 м) или в масштабе объема ПЖ (0,2, 0,24, 0,3 или 0,6 м³/мм). Привод печатающей каретки от синхронного электродвигателя. Командный аппарат встроен в корпус ЭСП. Привод лентопротяжного механизма — от электромагнитного привода	Изготовляется на базе трехточечного ЭСП типа ЭПП-09М3

Продолжение табл. XI.6

Тип ЭСП	Применение	Характеристика	Особенности измерительной схемы	Особенности конструкции	Примечание
		специальным командным аппаратом. Имеется перьевой отметчик, срабатывающий по внешней команде			
Аналоговый регистратор параметров II группы	То же	Одноканальный трехточечный ЭСП, аналогичный предыдущему. *Отличия* — протяжка ленты дискретная только в масштабе глубин. Шкала — линейная с тремя дорожками для записи отдельных параметров. Отметчик — отсутствует	То же	Протяжка ленты в масштабе глубин 1 : 500 1 : 200 с шагом квантования 0,5 или 1,0 м Остальные особенности те же	То же
Аналоговый регистратор параметров III группы	Автоматическая газокаротажная станция АГКС-4АЦ	Одноканальный высокоомный ЭСП с шеститочечной печатающей кареткой, срабатывающей по внешней команде, и с арретируемым пером. Режим работы — старт-стопный с регистрацией параметров на неподвижной ленте в виде точек с соответствующим номером и протяжкой ленты на a шагов, пропорциональных заданным масштабам и шагам квантования или непрерывный с непрерывной протяжкой ленты и записью пером кривой изменения одного параметра. Команды на печать и на протяжку ленты (a команд) подаются от отдельного пульта управления. Ширина диаграммной ленты — 275 мм Имеется перьевой отметчик, срабатывающий по внешней команде	Предел измерения —0,5$\times 10^{-10}$ А с ручным или автоматическим загрублением масштаба в отношении 1 : 10, 1 : 100 или 1 : 1000. Запись — справа налево. Время пробега шкалы — 2,5 с. Время печати — 0,1 с	Протяжка ленты в масштабе глубин 1 : 500 1 : 200 с переменным шагом квантования по глубинам, равным 0,5 a или a м, или в масштабе объема ПЖ 0,2 a; 0,24 a; 0,3 a или 0,6 a м^3/мм или непрерывная. Привод печати — электромагнитный по внешней команде. Привод лентопротяжного механизма — от синхронного электродвигателя	Изготовляется на базе одноканального ЭСП типа ЭППВ-60М3; применяется совместно с панелью управления АГКС
Потенциометр геохимический КСП4-283 (аналоговый регистратор параметров II группы)	Автоматическая газокаротажная станция (автоматизированная геохимическая информационная система) АГКС-5/АГИС-2	Одноканальный трехточечный ЭСП. Режим работы — старт-стопный с регистрацией параметров на неподвижной ленте в виде разноцветных точек с соответствующим номером и протяжкой ленты на шаг, пропорциональный заданным масштабу и шагу квантования по глубинам. Ширина диаграммной ленты 250 мм. Вход — аналоговый и цифровой (при работе с панелью ЦАП и управления системы). При аналоговом входе — шкала линейная. При цифровом входе — шкала кусочно-аппроксимированная. Автоматический контроль и фиксация недостающего числа точек	Наличие линейной шкалы с пределом измерения 0—1,22 В при аналоговом входе и кусочно-аппроксимированной шкалы при цифровом входе (запись чисел — 0—99 на дорожке 0—80 мм: чисел 100—999 — на дорожке 80—152 мм и чисел 1000—9999 — на дорожке 152—224 мм). Запись — справа налево. Время пробега шкалы — 1 с. Время печати — 0,2 с	Протяжка ленты в масштабе глубин 1 : 500 или 1 : 200 с шагом квантования 0,4 или 0,8 м. Привод печатающей каретки — от синхронного электродвигателя. Привод лентопротяжного механизма — от шагового электродвигателя	Применяется совместно с панелью ЦАП и управления системы
Потенциометр геохимический КСП4-284 (регистратор параметров I группы)	То же	Одноканальный шеститочечный ЭСП, аналогичный предыдущему. Отличия — протяжка ленты дискретная в масштабе глубин или ПЖ на a шагов, пропорциональных заданным масштабам и шагам квантования по глубинам или объему ПЖ; наличие перьевого отметчика, срабатывающего по внешней команде	То же	Протяжка ленты в масштабе глубин 1 : 500 или 1 : 200 или объема ПЖ 0,25, 0,5, 0,625 или 1,25 м^3/мм с переменным шагом квантования по глубинам 0,4 a или 0,8 a м, или по объему ПЖ, равным a м^3 Остальное — то же	То же

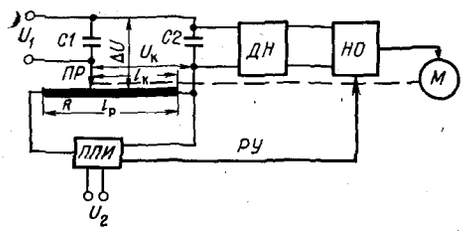


Рис. XI.9. Принципиальная схема электронного самопишущего потенциометра.
R — реохорд; *ППИ* — переключатель пределов измерений; *ДН* — делитель напряжения; *НО* — нуль-орган; *М* — реверсивный электродвигатель; *РУ* — регулировка усиления

передач, с помощью которой устанавливается соответствующий масштаб глубин и устройства протяжки ленты с магазинной и приемной кассетами, ведущим, прижимным и направляющим валиками и устройством подмотки ленты. Различают ФР с встроенными и навесными лентопротяжными механизмами (табл. XI. 5).

Электронные самопишущие потенциометры

Несмотря на худшую по сравнению с ФР частотную характеристику и бóльшую механическую сложность, электронные самопишущие потенциометры ЭСП (табл. XI. 6) получили распространение из-за ряда эксплуатационных преимуществ: видимой без проявления записи, меньшей чувствительности к механическим воздействиям и компенсационного способа измерений. ЭСП применяют в АКС, совмещенных с каротажным подъемником на шасси одного автомобиля, где велик уровень вибраций при измерениях, и в автоматических газокаротажных станциях, где скорости изменения измеряемых параметров невелики.

Принцип действия ЭСП поясняется рис. XI. 9.

При регистрации измеряемого напряжения V_1 на реохорд потенциометра подается напряжение V_2. С ползунка ПР реохорда снимается встречное компенсирующее напряжение $V_к$. Разность напряжений V_1 и $V_к$, называемая напряжением небаланса ΔV, через делитель напряжения *ДН подается на нуль-орган НО*. В *НО* это напряжение небаланса преобразуется в напряжение переменного тока, усиливается и подается на реверсивный электродвигатель *М*, связанный с ползунком реохорда *ПР*. Электродвигатель *М* начинает вращаться и перемещать ползунок *ПР* так, чтобы напряжение небаланса уменьшалось и восстанавливалось положение компенсации. В положение компенсации $\Delta V=0$ и $V_1=V_к$, поэтому положение ползунка *ПР* фиксирует напряжение V_1.

С ползунком *ПР* реохорда связано перо или печатающая каретка, фиксирующие *на диаграммной ленте, протягиваемой* непрерывно или дискретно в масштабе глубины скважины или времени, величину V_1 и ее изменение по стволу скважины или во времени.

Величина напряжения небаланса

$$\Delta V = \frac{R_{ик}}{R_{ик}+R_{но}}(V_1 - V_к),$$

где $R_{ик}$ — сопротивление измерительного канала, к которому подключен потенциометр; $R_{но}$ — входное сопротивление нуль-органа *НО* с делителем напряжения *ДН* на входе;

$$V_к = m\alpha,$$

где m — постоянная по напряжению реохорда, приведенная к углу поворота вала реверсивного электродвигателя, в мВ/градус; α — угол поворота вала электродвигателя от нулевого положения в градусах.

В положении компенсации $\alpha_к$ $\Delta V=0$, $V_1=m\alpha_к$, и

$$\alpha_к = \frac{V_1}{m} = \frac{V_1}{V_2}\alpha_0,$$

где α_0 — угол поворота вала электродвигателя от нулевого положения при перемещении ползунка *ПР* на всю длину реохорда R.

В ЭПС с линейными реохордами перемещение ползунка *ПР в положение* компенсации в см

$$l_к = l_р\,(V_1/V_2),$$

где $l_р$ — полная длина реохорда в см.

В электронных потенциометрах АКС и автоматических газокаротажных станциях $V_2=\text{const}$ и $l_к=k_1V_1$ или $\alpha_к=k_1V_1$, где k_1 — коэффициент пропорциональности *в см/мВ или в градус/мВ; при такой* схеме измерений отклонение ползунка реохорда $l_к$ или угол α поворота вала реверсивного электродвигателя пропорциональны напряжению V_1 на входе потенциометра.

С помощью переключателя пределов измерения ППИ можно изменять падение напряжения на реохорде и тем самым пределы измерений потенциометра (постоянную по напряжению измерительного канала).

Нуль-орган ЭСП состоит из преобразователя постоянного тока в переменный, выполненного в виде вибропреобразователя, и усилителя с выходным каскадом, управляющим реверсивным электродвигателем *М*.

Демпфирующая способность ЭСП определяется подключенной к его входу емкостью *С1* и подключенной ко входу *НО* емкостью *С2* (*С1* усиливает затухание системы, а *С2* — ослабляет. Емкости *С1* и *С2* подбирают так, чтобы обеспечивалась оптимальная степень затухания, при которой пишущее устройство потенциометра *устанавливается в положение* равновесия в возможно короткий срок.

Таблица XI.

Функции, выполняемые панелями управления и контроля

Функция	АЭКС-1500	АКС/Л-7	ЛЦК-10	СК-Р
Контроль глубины нахождения скважинного прибора	По числу оборотов мерного ролика блок-баланса с помощью счетчика глубин УГН	По числу меток на кабеле, поступающих от датчика меток глубин ДМГ-1, с помощью счетчика кабельных меток	По числу оборотов мерного ролика измерителя глубины и натяжения кабеля с помощью счетчика глубин УГН и по числу меток на кабеле поступающих от датчика меток глубин ДМГ-1 с с помощью счетчика кабельных меток	По числу оборотов мерного ролика блок-баланса с помощью счетчика глубин УГН
Усиление сигналов от датчика меток глубин	Имеется			
Контроль натяжения кабеля в скважине	Нет	По пружинному датчику натяжения	По тензометрическому датчику натяжения измерителя глубины и натяжения кабеля в диапазоне, соответствующем сменному датчику 0—5; 0—10; 0—20; 0—50; 0—100 и 0—200 кН	Нет
Контроль скорости перемещения кабеля в скважине	По указателю скорости, собранному на тахогенераторе, в диапазоне 150—10 000 м/ч		По указателю скорости, собранному на электронной схеме, в диапазонах 0—100, 0—1000 и 0—10 000 м/ч	
Вспомогательные функции	Нет	Контроль источника питания (напряжения, частоты, заряда аккумуляторов)	Управление протяжкой ленты ФР при градуировках	Нет

Режим движения пищущего устройства ЭСП в большой степени зависит от коэффициента усиления *НО*: чем он больше, тем быстрее перемещается пищущее устройство и тем скорее устанавливается положение компенсации; одновременно возрастает чувствительность ЭСП. При слишком большом усилении появляются самопроизвольные колебания; при уменьшении усиления они прекращаются и система переходит на работу в апериодическом режиме, однако при этом увеличивается время установления положения компенсации и снижается чувствительность потенциометра.

Сохранение стабильного режима работы ЭСП при изменении постоянной по напряжению достигается путем подключения нуль-органа *НО* к схеме потенциометра через делитель *ДН*, осуществляющий изменение пределов измерения, и путем регулирования коэффициента усиления *НО*.

Панели контроля и управления

Панели контроля и управления (панели контроля каротажа) предназначены для контроля глубины нахождения скважинного прибора в скважине, скорости его перемещения и натяжения каротажного кабеля. В ряде станций *смонтированы также* вспомогательные устройства — приборы противоаварийной сигнализации, управления протяжкой регистраторов при градуировке, контроля источников питания и др. (табл. XI.7.)

Источники питания

Источники питания включают в себя силовой блок питания скважинных прибо-

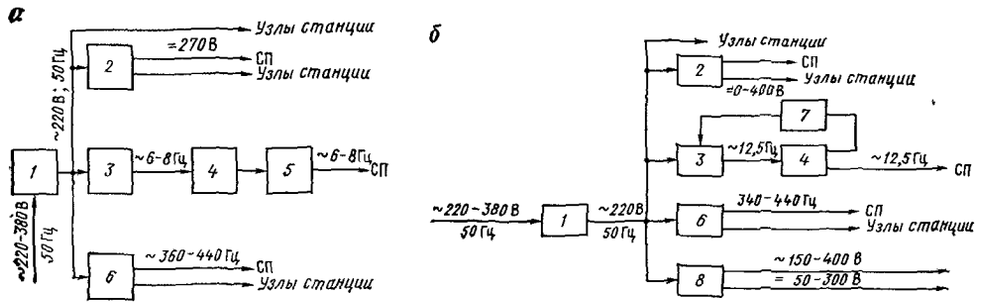


Рис. XI.10. Блок-схемы источников питания лабораторий автоматической каротажной станции.

а — АКС/Л-7; *б* — ЛЦК-10.

1 — силовой блок; *2* — блок питания постоянным током (УИП-К — в АКС/Л-7, Б9М — в ЛЦК-10); *3* — электронный задающий генератор (в пульте управления — в АКС/Л-7; в пульте электрического каротажа на многожильном кабеле — в ЛЦК-10); *4* — усилитель мощности (там же, где и *3*); *5* — электромашинный усилитель ЭМУ-5А; *6* — источник питания переменным током повышенной частоты (УГ-1 — в АКС/Л-7, Б8 — в ЛЦК-10); *7* — автоматический регулятор усиления (в пульте электрического каротажа на многожильном кабеле); *8* — блок управления скважинным прибором

ров и схемы АКС постоянным током, источник питания скважинного прибора переменным током низкой частоты, источник питания скважинного прибора и схемы станции переменным током повышенной частоты и блок управления скважинным прибором, предназначенный для питания его вспомогательных цепей переменным и постоянным током.

Силовой блок предназначен для преобразования напряжения промысловой сети переменного тока в напряжение 220 В и ручного регулирования его при отклонении сетевого напряжения от номинального значения, а также для питания схемы станции необходимыми напряжениями переменного тока промышленной частоты. Блок питания скважинных приборов (рис. XI. 10, табл. XI. 8) и схемы каротажной станции постоянным током представляет собой электронный (а в старых моделях селеновый) выпрямитель или источник стабилизированных и нестабилизированных напряжений постоянного тока. Источник питания скважинного прибора переменным током низкой частоты (6—8 Гц) служит для питания токовых электродов зонда при проведении электрического каротажа на многожильном кабеле. Источник питания скважинного прибора переменным током повышенной частоты 300—400 Гц предназначен для питания скважинного прибора при измерениях на одножильном бронированном кабеле с использованием телеизмерительного канала и для питания приборов каротажной станции. Блок управления скважинным прибором (имеется только в последних моделях станций) служит для управления вспомогательными устройствами (прижимными устройствами, скважинными переключателями) скважинных приборов.

§ 48. КАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, БУРЯЩИХСЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Автоматические каротажные станции (АКС) могут выпускаться в виде единой установки со спуско-подъемным оборудованием и измерительной и регистрирующей аппаратурой, смонтированной на общем транспортном средстве, или в виде раздельных установок со спуско-подъемным оборудованием (каротажный подъемник) и измерительной и регистрирующей аппаратурой (каротажная лаборатория).

В СССР для исследования глубоких нефтегазовых скважин используется чаще всего раздельная компоновка АКС. Основной каротажной лабораторией является лаборатория АКС/Л-7. Начато оснащение промыслово-геофизической службы цифровыми каротажными лабораториями ЛЦК-10. Для исследования неглубоких нефтегазовых скважин применяются также станции АЭКС-1500, предназначенные для исследования угольных и рудных скважин (см. § 49).

Каротажные лаборатории АКС/Л-7 и ЛЦК-10 предназначены для проведения комплекса геофизических исследований в скважинах на одно-, трех- и семижильном бронированных каротажных кабелях. Измерительная аппаратура лабораторий включает панель электрического каротажа на одножильном бронированном кабеле с частотно-модулированной телеизмерительной системой (четырехканальной ИПЧМ — в АКС/Л-7 и восьмиканальной ИПЧМ2-А — в ЛЦК-10), панель электрического каротажа на многожильном кабеле, панель радиоактивного каротажа (двухканальную 1Р4-1П— в АКС/Л-7 и четырехканальную ИПРКУ-А — в ЛЦК-10) и коммутационное устройство (измерительную панель — в АКС/Л-7 и

Таблица XI.8

Источники питания автоматических каротажных станций

Источник	АКС/Л-7	ЛЦК-10	АЭКС-1500	СК-Р	АКС/П-65
Силовой блок	Вход: ~ напряжение 220 и 380 В; выход: ~ *напряжение* 6,3; 12; 110 и 380 В; мощность 2,5 кВА	Вход: ~ напряжение 220 и 380 В; выход: ~ *напряжение* 6,3; 12; 36; 110; 127; 220 и 400 В; мощность 2,5 кВА	Вход: ~ напряжение 220 и 380 В; выход: ~ стаб. напряжение 220 В; нестабилизированное (нестаб.) напряжение 36, 110 и 220 В; мощность 1,2 кВА	Вход: ~ напряжение 220 и 380 В; выход: ~ *напряжение* 7; 12; 12,6; 27; 36; 110 и 220 В; мощность 6 кВА	Вход: ~ напряжение 220 и 380 В; выход: ~ напряжение 6,3; 12; 110 и 380 В; мощность 0,6 кВА
Блок питания постоянным током	Типа УИП-К; стабилизированное (стаб.) напряжение 150; 20—100; 100—200; 150—200 и 200—300 В; стаб. ток: 200—1000 В — 50—400 мА; нестаб. выпрямленное напряжение 6,3; 12; 36; 110 и 220 В	Типа Б9М; стаб. напряжение 0—400 В; стаб. ток: 0—400 В—0—500 мА	Секционированный селеновый выпрямитель с напряжением 3—220 В	Электронный блок: стаб. напряжение 30—300 В с дискретной и плавной регулировкой; мощность 50 ВА; стаб. напряжение 0—50 В; мощность *100* ВА	Секционированный селеновый выпрямитель с напряжением на выходе 3—220 В
Источник питания скважинного прибора переменным током низкой частоты	*Электромашинный усилитель* ЭМУ-5А с панелью управления ПУ-14; частота 6—8 Гц	В панели электрического каротажа на многожильном кабеле; частота 12,5 Гц	Пульсатор коллекторный с приводом от электродвигателя; частота 8—25 Гц	Электронный генератор частота 8,3 Гц	Релейный пульсатор; частота 6—25 Гц
Источник питания скважинного прибора и станции переменным током повышенной частоты	Электронный блок УГ-1; частоты 300; 400; 360—440 и 1800—2200 Гц	Электронный блок Б8; частоты 300; 400 и 340—440 Гц	Нет	Электронный генератор; частоты 270—330; 360—400 и 1800—2200 Гц	Нет
Блок управления скважинным прибором	Нет	Напряжение 150—400 В; частота 50 Гц напряжение 50—300 В	Нет	Нет	Нет

Таблица XI.9

Технические характеристики лаборатории АКС

Показатель	АКС/Л-7	ЛЦК-10
Предельная глубина исследований, м	7000	10 000
Тип аналогового регистратора	Н015	Н028
Носитель записи	Две ленты — фотобумага шириной 200 мм	Две ленты — фотобумага шириной 200 мм или одна лента — фотобумага шириной 400 мм или фотокалька шириной 430 мм
Число каналов регистрации	4	9 (один — для регистрации литологического разреза скважины и восемь — для регистрации параметров)
Коммутация гальванометров в каналах	По три гальванометра в каждом канале с отношением масштабов записи 1 : 5 : 25	По три гальванометра в I, III, V и VII каналах с отношением масштабов записи 1 : 5 : 25; по два гальванометра во II, IV, VI и VIII каналах с отношением масштабов записи 1 : 5
Одновременная запись	Четырьмя каналами на двух лентах в одном общем масштабе глубин или двумя каналами на двух лентах в двух различных масштабах глубин	Восемью каналами на одной или двух лентах в одном общем масштабе глубин или четырьмя каналами на двух лентах в двух различных масштабах глубин
Совмещение точек записи по глубине	В двух каналах	В четырех каналах
Регистрация информации в цифровой форме	Отсутствует	Ленточным перфоратором ПЛ-150; одновременная регистрация шести параметров в двоично-восьмеричном восьмиразрядном коде на перфоленте шириной 17,5 мм

панель коммутации и переключения масштабов — в ЛЦК-10). Лаборатория ЛЦК имеет также четырехканальную панель акустического каротажа АНК-А. С помощью аппаратуры АНК-А лаборатории обеспечивают проведение электрического каротажа на одножильном кабеле с измерением КС (тремя зондами — в АКС/Л-7 или семью зондами — в ЛЦК-10) и ПС, на трехжильном кабеле с измерением КС и ПС и на семижильном кабеле с измерением КС тремя зондами и ПС, проведение радиоактивного и акустического (только лабораторией ЛЦК-10) каротажа.

С помощью сменных панелей и блоков управления обе лаборатории могут проводить микрокаротаж, боковой каротаж, боковой микрокаротаж, акустический и индукционный каротаж, измерение инклинометром, термометром, кавернометром и пластовым наклономером.

Обе лаборатории снабжены светолучевым каротажным осциллографом (НО15 — в АКС/Л-7 и НО28 — в ЛЦК-10) с пультом управления, благодаря которому обеспечивается аналоговая запись результатов измерений в функции глубины скважины.

Лаборатория ЛЦК-10 имеет также аппаратуру для регистрации результатов измерений в цифровой форме и их оперативной обработки: каротажный шестиканальный преобразователь «напряжение — код» ПЛК-6; блок согласования глубин для преобразователя; цифровой регистратор — ленточный перфоратор ПЛ-150; электронный каротажный вычислитель ВК-1; устройство СП-3 для ввода информации с перфоленты в вычислитель ВК-1. С помощью этой аппаратуры лаборатория может работать в следующих режимах: а) регистрация результатов измерений одновременно в аналоговой и цифровой форме; б) то же, с одновременной оперативной обработкой измеряемой информации и регистрацией обработанной информации в аналоговой форме осциллографом НО28 в функции глубины скважины; в) то же, с оперативной обработкой ранее зарегистрированных перфолент и регистрацией обработанной информации (см. п. б); г) обработка ранее зарегистрированных перфолент с регистрацией обработанной информации (см. п. б); д) перезапись информации с перфоленты в аналоговой форме в функции глубины скважины.

Таблица XI.10

Технические характеристики АКС для исследования рудных и угольных скважин

Показатель	АЭКС-1500	СК-Р
Измерение КС и ТК при питании электродов зонда током частотой, Гц	Знакопеременным 8,25	Переменным синусоидальным током частотой 8,3
Минимальная постоянная по напряжению, мВ/см	0,5	0,1
Погрешность измерений при изменении сопротивления электродов зонда от 0 до 10 кОм	0—24	0—2
Динамический диапазон измерений, дБ	60	60
Ослабление помехи сигнала КС при измерении сигнала ПС, дБ	40	60
Особенности спуско-подъемного оборудования	Лебедка приводится через механический привод от двигателя автомобиля ЗИЛ-131	Лебедка приводится через гидравлический привод типа УРС-5 от электродвигателя АО-2-42-6 (4 кВА), питаемого от электроагрегата, приводимого двигателем автомобиля ГАЗ-66
Емкость барабана лебедки, м	1500 (для кабеля КТО-2)	750 (для кабеля КПКТ-2)
Диапазон скоростей подъема кабеля, м/ч	100—5000	30—3000
Тяговое усилие на барабане лебедки, кН	10	4
Регистрация результатов измерений	Аналоговая до двух параметров одновременно в одном общем или двух различных масштабах глубин	Аналоговая до трех параметров одновременно в одном общем или двух различных масштабах глубин и цифровая
Питание станции	1. От сети однофазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 127, 220 или 380 В. 2. От собственного бензоэлектрического агрегата типа АБ-2-0 /230 однофазным переменным током частотой 50 Гц, напряжением 230 В; (мощность 2 кВА)	1. От сети трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 380 В 2. От собственного электроагрегата типа ГВ-3 трехфазным переменным током частотой 50 Гц, напряжением 220 В (мощность 8 кВА); агрегат приводится от двигателя автомобиля
Ток на выходе блока питания скважинного прибора	Постоянный или знакопеременный (с помощью пульсатора) в диапазоне частот 8—25 Гц	Переменный частотой 8,3 Гц или 280—320, 380—420 или 1800—2200 Гц и постоянный со стабилизированным напряжением от 10 до 300 В

При оперативной обработке информации лаборатория ЛЦК-10 позволяет производить литологическое расчленение разреза скважины и регистрировать осциллографом НО28 литологическую колонку в функции глубины скважины по одному из комплексов методов (Кав, ЭК, МК; МК и АК; ЭК и МК; ЭК, ГК, НГК и МК), а также определять коэффициент глинистости $C_{гл}$ (по ГК и ЭК), коэффициент пористости $k_п$ (по АК или НГК), величину $\rho_к$ (по ИК) $\rho_п$ (по $\rho_к$ с введением поправки за влияние скважины), коэффициент водонасыщенности $k_в$ (по ЭК и АК или НГК) и объем скважины или затрубного пространства (по Кав).

Обе лаборатории (табл. XI. 9) имеют панель контроля каротажа для контроля спуско-подъемных операций в процессе проведения измерений.

Они укомплектованы необходимыми источниками питания, включающими силовой блок, источник постоянного тока (унифицированный источник УИП-К — в АКС/Л-7 и стабилизированный электронный источник Б9М — в ЛЦК-10), источник переменного тока низкой частоты (электромашинный усилитель ЭМУ-5А с пультом управления — в АКС/Л-7 и электронный блок в пульте электрического каротажа на многожильном кабеле — в ЛЦК-10) и источник переменного тока повышенной частоты (электронный генератор УГ-1 — в АКС/Л-7 и электронный генератор Б8 — в ЛЦК-10).

§ 49. КАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ РУДНЫХ И УГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Установки для проведения геофизических исследований в скважинах, бурящихся на твердые полезные ископаемые, называют рудными или угольными автоматическими каротажными станциями (табл. XI.10). В СССР для исследования рудных и угольных скважин применяются только АКС, в которых измерительная и регистрирующая аппаратура (каротажная лаборатория) и спускоподъемное оборудование (каротажный подъемник) смонтированы на шасси одного автомобиля. Наиболее распространена автоматическая каротажная станция АЭКС-1500 с электронным самопищущим потенциометром ПАСК-8 (см. § 47). Начинается оснащение промыслово-геофизической службы рудными автоматическими каротажными станциями СК-Р.

Оба типа станций (АЭКС-1500 и СК-Р) предназначены для литологического расчленения разреза скважины, выделения в нем твердых полезных ископаемых и контроля технического состояния скважины, а станцию СК-Р можно также использовать для количественного определения вещественного состава горных пород по стволу скважины. Первая задача решается комплексированием электрического (измерение КС и ПС и проведение токового каротажа ТК) и радиоактивного (измерение ГК, НГК, П-ГГК и ZГГК), а в станции СК-Р — также магнитного (измерение магнитной восприимчивости и приращения вертикальной составляющей геомагнитного поля или электропроводности горных пород) каротажа; вторая задача — комплексированием измерений инклинометром, каверномером, термометром и резистивиметром; третья (только в станции СК-Р) — измерением спектра гамма-излучения по стволу скважины.

§ 50. ПЕРЕНОСНЫЕ КАРОТАЖНЫЕ УСТАНОВКИ

Для проведения промыслово-геофизических исследований в скважинах, расположенных в труднодоступных районах, в которые спуско-подъемное оборудование с каротажным кабелем доставляют одновременно с буровым оборудованием, используют переносные АКС, выполненные в виде ряда транспортабельных блоков. Выпускаемая для этой цели переносная станция АКС/П-65 включает блок питания, токово-пульсаторный блок, светолучевой каротажный осциллограф НО17 (см. § 47), смоточное устройство с кабелем для внешних соединений аппаратуры и проявительное устройство для обработки зарегистрированной каротажным осциллографом диаграммы.

Аппаратура станции АКС/П-65 обеспечивает проведение исследований на трехжильном каротажном кабеле, включая электрический каротаж, измерения микрозондами, резистивиметром, термометром, кавернометром и инклинометром. При использовании дополнительных блоков возможно проведение радиоактивного, бокового и индукционного каротажа.

Блок питания аппаратуры размерами 410×340×320 мм и массой 18 кг предназначен для питания аппаратуры станции от сети переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 127 или 220 В. В блоке находится силовой трансформатор и выпрямитель, обеспечивающие питание постоянным током с регулируемым напряжением токовой цепи станции, осветительных цепей светолучевого каротажного осциллографа, а также анодных и накальных цепей аппаратуры. В блоке имеется измерительный прибор для контроля напряжения в отдельных цепях.

Токово-пульсаторный блок размерами 410×340×320 мм и массой 35 кг содержит приборы управления токовой цепью станции, пульсатор и элементы коммутации измерительных цепей. Пульсатор выполнен на поляризованных реле и имеет один токовый и два измерительных переключателя (для одновременного проведения измерений градиент-и потенциал-микрозондами). Пульсатор управляется электронной схемой, состоящей из задающего RC-генератора, усилителей напряжения и мощности, а также ограничителя. С помощью задающего RC-генератора частота пульсатора может регулироваться в пределах 6—25 Гц. Максимальный ток, пропускаемый через пульсатор, 0,7 А.

Размеры светолучевого каротажного осциллографа НО17 470×345×300 мм, масса 28 кг.

§ 51. ПЕНЕТРАЦИОННО-КАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ

Пенетрационно-каротажными станциями называют установки, предназначенные для проведения пенетрационного каротажа — измерений при вдавливании каротажного зонда в рыхлые отложения (табл. XI.11). Эти станции состоят из установки для вдавливания каротажного зонда в грунт, каротажного зонда с датчиками, лаборатории с измерительной и регистрирующей аппаратурой и линии связи зонда с лабораторией.

Таблица XI.11

Технические характеристики пенетрационно-каротажных станций

Показатель	Наземная станция	Подводная станция
Глубина вдавливания зонда, м	25	20
Зонды	I — тензометрические датчики лобового сопротивления и трения грунта о кожух зонда и датчик ГГК с зондом 40 см и источником гамма-излучения ^{137}Cs; II — датчики ННК с зондом 5 см и плутоний-бериллиевым источником нейтронов, счетчики сцинтилляционные	Четыре датчика: тензометрические лобового сопротивления и трения грунта, ГГК и ГК
Диаметр пробоотборников, мм	70	—
Скорость вдавливания (извлечения) зонда, мин/м	8	6,25
Размещение лаборатории	Смонтирована на шасси автомобиля и имеет два аналоговых регистратора (электронных самопишущих потенциометра)	Смонтирована на плавсредстве и имеет кроме регистрирующей аппаратуры оснастку для транспортировки подводной установки и ее погружения

Примечание. Диаметр штанг 70 мм, зонда 62 мм; усилие вдавливания зонда 100—150 кН.

Входящая в состав станции установка для вдавливания каротажного зонда (СПКУ) включает в себя вдавливающее устройство, манипулятор и защитные контейнеры. Вдавливающее устройство состоит из зажимного патрона, захватывающего пропущенную через него штангу, и двух гидроцилиндров, осуществляющих вдавливание в грунт и извлечение из него колонны штанг с зондом. Анкерное устройство выполнено в виде двух анкер-домкратов, расположенных в плоскости гидроцилиндра и погружаемых в грунт посредством завинчивания винтовой лопасти. Манипулятор предназначен для подъема и укладки штанг с помощью стрелы и поворотной балки. Защитные контейнеры служат для транспортировки наконечников зондов с радиоактивными источниками и дистанционного их свинчивания с зондом. Датчик глубин выполнен в виде мерного ролика, прижимаемого к колонне штанг, который связан с сельсином-датчиком. СПКУ наземной установки смонтирована на шасси автомобиля. СПКУ подводной установки отличается от наземной наличием силовой установки на плавсредстве и аппаратуры дистанционного управления.

Кроме СПКУ пенетрационно-каротажные станции содержат штанги, зонд, линию связи, аппаратуру и оборудование устанавливаемые в станции или на плавсредстве, а наземная установка — также пробоотборники.

В круг задач, решаемых пенетрационно-каротажными станциями, входят установление литологии рыхлых отложений, деформационных, реологических и прочностных свойств грунта, а при наземных работах, кроме того, — определение уровня грунтовых вод, засоленности грунта и получение проб грунта.

Комплекс исследований, проводимых с помощью пенетрационно-каротажных станций, включает ГК, ГГК, измерение лобового сопротивления грунта и его трения при погружении зонда, а при наземных исследованиях, кроме того, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым ТННК и надтепловым НННК нейтронам и отбор проб грунта.

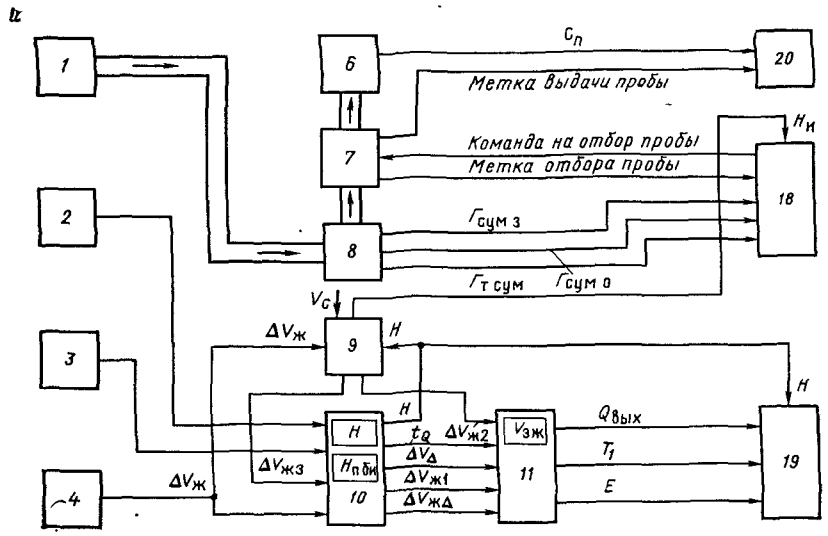
§ 52. ГАЗОКАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ

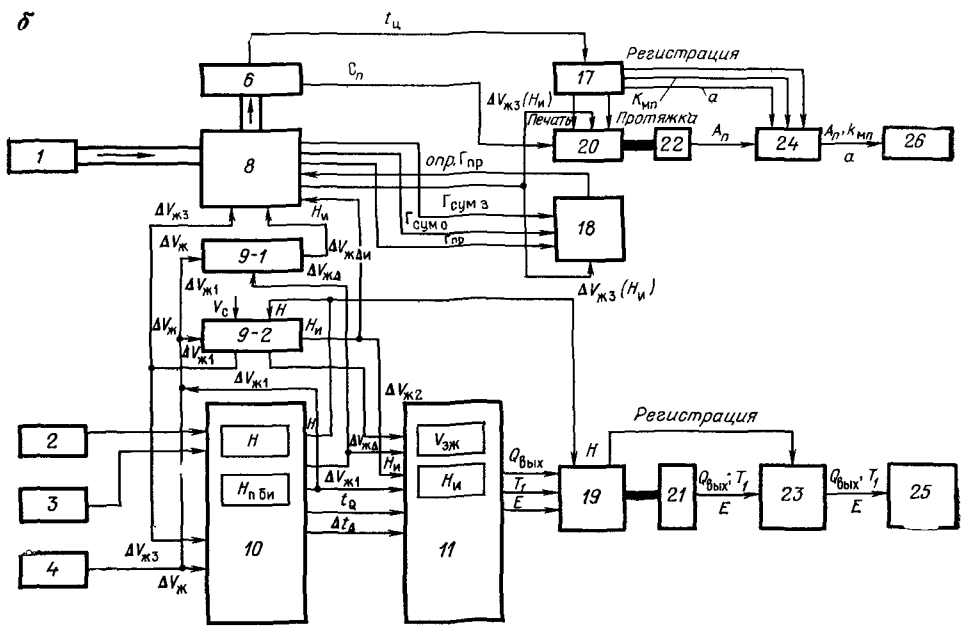
Установки для проведения газового и механического каротажа называют газокаротажными станциями. Различают три класса станций: 1) полуавтоматические газокаротажные станции (ПГКС) в которых производится только индикация первичных параметров, а величину их оператор станции фиксирует в журнале с заданным шагом квантования по глубине и затем вручную строит кривые изменения величин параметров по стволу скважины

(в СССР в настоящее время не выпускаются); 2) автоматические газокаротажные станции (АГКС), регистрирующие величины параметров в функции глубины скважины в аналоговой или аналоговой и цифровой формах; 3) автоматизированные геохимические информационные системы (АГИС), в которых первичные параметры регистрируются только в цифровой форме в функции глубины скважины, а в аналоговой форме в масштабе глубины скважины регистрируются кривые изменения по стволу скважины только производных параметров, необходимых для оперативных рекомендаций и заключений.

Наиболее распространены автоматические газокаротажные станции АГКС-65 и АГКС-4АЦ; начинается оснащение промыслово-геофизической службы автоматизированными геохимическими информационными системами АГКС-5/АГИС-2 (рис. XI.11; табл. XI.12).

Станция АГКС-65 обеспечивает проведение газового каротажа в процессе бурения, а станция АГКС-4АЦ и система АГКС-5/АГИС-2 — приведение комплексного газового каротажа (газового каротажа после и в процессе бурения) с автоматическим переходом с первого на второй после выхода забойной порции ПЖ на





устье скважины. С помощью указанных станций и системы решаются следующие задачи:

а) всеми станциями — выделение перспективных на нефть и газ интервалов в разрезе скважины, а системой АГКС-5/АГИС-2 также оперативная прогнозная оценка характера насыщения выделенных интервалов — с помощью параметров I группы (АГКС-65 и АГКС-5/АГИС-2) или I и III групп (АГКС-4АЦ), зарегистрированных в аналоговой форме;

б) выделение интервалов поглощения фильтрата ПЖ в пласт и притока пластового флюида в скважину в процессе бурения — с помощью параметров II группы, зарегистрированных в аналоговой форме, а также по табло дифференциального расхода ПЖ в скважине «$Q_п$» (только в АГКС-5/АГИС-2);

в) прогнозная оценка характера насыщения пластов-коллекторов вскрытых скважиной, при ручной оперативной интерпретации данных ГИС и газового каротажа — по параметрам I и II групп, зарегистрированным в аналоговой форме, и хроматограмме (АГКС-65), параметрами II и III групп, зарегистрированным в аналоговой форме (АГКС-4АЦ), и параметрам I группы, зарегистрированным в аналоговой форме, и параметрам III группы, зарегистрированным в виде цифропечати (АГКС-5/АГИС-2), а также при оперативной интерпретации с помощью ЭВМ данных ГИС и газового каротажа — по параметрам II и III групп, зарегистрированным в цифровой форме (АГКС-4АЦ) или по параметрам одной группы, зарегистрированным в цифровой форме (АГКС-5/АГИС-2);

г) прогнозирование при благоприятных условиях нефтегазоносного пласта до его вскрытия скважиной — по параметрам I группы, зарегистрированным в аналоговой форме (только АГКС-5/АГИС-2).

АГКС и АГИС укомплектованы рядом датчиков, монтируемых на буровой: дегазатором непрерывного действия (ДНД) *1* (см. рис. XI.11) для дегазации ПЖ и извлечения из нее анализируемой газовоздушной смеси (ГВС), датчиком глубин *2* для измерения глубины забоя скважины и перемещения в ней бурильного инструмента, датчиком веса (выключателем «мертвого конца») *3*, выключающим передачу от датчика глубин к глубиномеру АГКС или АГИС при холостых ходах талевого блока, измерителем объема эвакуированной из скважины ПЖ *4*, выдающим электрические сигналы при эвакуации из скважины объемов ПЖ $\Delta V_ж = 12{,}5$ л, и шламоотборником *5*, автоматически отбирающим шлам, разделяющим его по габаритным фракциям и маркирующим порции этих габаритных фракций шлама через заданные интервалы исправленных глубин (только в АГКС-5/АГИС-2, см. рис. XI.11, *в*).

АГКС и АГИС имеют газоаналитическую аппаратуру: АГКС-65 — панель суммарного газоанализатора (ПГА) *8* с термохимическим детектором и аппаратуру для компонентного анализа — панель пробоотборников ГВС *7* и хроматермограф *6* типа ХТ-2М (см. рис. XI. 11,*а*), АГКС-4АЦ — ПГА *8* с катарометром (детектором по теплопроводности)

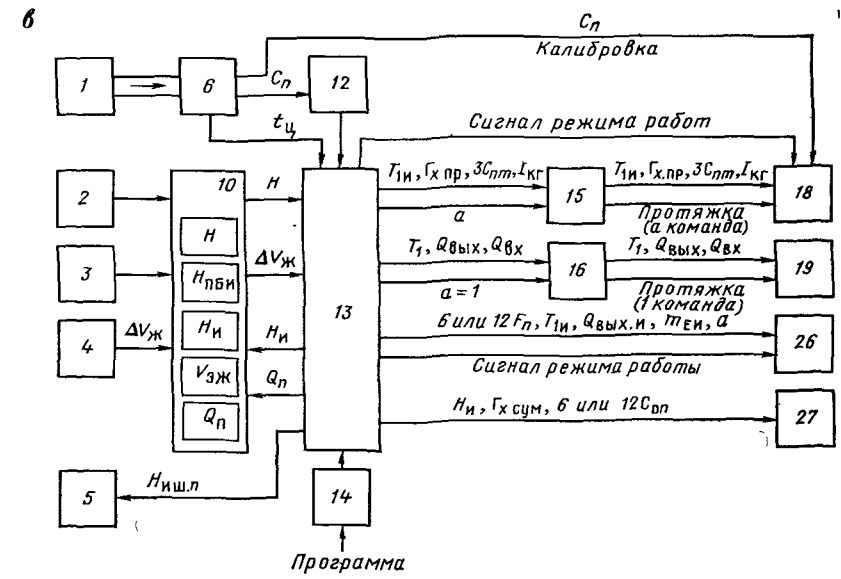


Рис. XI.11. Блок-схемы автоматических газокаротажных станций и автоматизированных геохимических информационных систем.
а — АГКС-65; *б* — АГКС-4АЦ; *в* — АГКС-5/АГИС-2

Таблица XI.12

Технические характеристики автоматических газокаротажных станций и автоматизированных геохимических информационных систем

Показатель	АГКС-65	АГКС-4АЦ	АГКС-5/АГИС-2
Дегазатор	Поплавковый или шнековый в первых партиях станций, с дроблением потока ПЖ — в последних партиях	С дроблением потока ПЖ в первых партиях станций, с интегрирующим контуром — в последних партиях	С интегрирующим контуром
Степень дегазации, %	Поплавковый — до 0,02; шнековый — 1—5; с дроблением потока ПЖ — 1—2	С дроблением потока ПЖ — 1—2; с интегрирующим контуром — 2—5	2—5 (характеризуется более стабильными коэффициентами извлечения $k_{и\,п}$)
Датчик глубин	Тросиковый на кронблоке; погрешность измерения H порядка 0,4 %	Бестросиковый на буровой лебедке; погрешность измерения H порядка 0,1 %	
Расходомер ПЖ	На «выходе» скважины — объемного типа (измеритель объема), выдающий сигналы при прохождении через желоб объемов ПЖ $\Delta V_{ж}$= =12,5 л		
Суммарный газоанализатор	С термохимическим детектором; порог чувствительности около $2{,}5\times 10^{-2}$ %	С катарометром; порог чувствительности порядка 4×10^{-2} %	Отсутствует
Хроматермограф	С термохимическим детектором; порог чувствительности порядка $2{,}5\cdot 10^{-2}$ %	С пламенно-ионизационным детектором; порог чувствительности порядка 2×10^{-4} %	С пламенно-ионизационным детектором и электрометром; порог чувствительности порядка $2\cdot 10^{-5}$%
Определяемые хроматермографом газы	Шесть предельных УВ газов от метана до гексана — время цикла анализа 6 мин	Шесть предельных УВ газов от метана до гексана — время цикла анализа 2 мин	Шесть предельных УВ газов от метана до гексана — время цикла анализа 1 мин, или двенадцать УВ газов, включая шесть предельных, непредельные (этилен, пропилен, бутилен) и изосоединения (изобутан, изобутилен и изопентан), время цикла анализа 4 мин
Запоминающее устройство	Одноканальное на магнитной ленте	Два одноканальных на магнитной ленте	Трехканальное на мини-ЭВМ
Учет величины V_c	$\leqslant$ 140 м³	$\leqslant$140 или $\leqslant$ 280 м³	$\leqslant$ 256 м³
Измерение H	В диапазоне 0—10 000 м с дискретом 0,1 м		
Шаг $\Delta_г$, м	0,25; 0,5 или 1	0,5 или 1	0,4 или 0,8
Измерение $H_{п.\,би}$	В диапазоне 0—10 000 м с дискретом 0,1 м		
Измерение $H_и$	—	В диапазоне 0—10 000 м с дискретом $\Delta_г$	В диапазоне 0—10 000 м с дискретом $\Delta_г$
Измерение $V_{эж}$	В диапазоне 0—500 м³ с дискретом 0,1 м³	В диапазоне 0—500 м³ с дискретом 0,1 м³ или 0—1000 м³ с дискретом 0,2 м³	В диапазоне 0—1000 м³ с дискретом 0,5 м³
Шаг $\Delta V_{ж3}$	—	0,6 или 1,2 м³	1,0 м³
Электропитание:			
ток	Переменный	Переменный	Переменный
напряжение, В	127^{+13}_{-20}; 220^{+22}_{-33}	127^{+13}_{-20}; 220^{+22}_{-33}	220^{+22}_{-88}
частота, Гц	50±2	50±2	50±2

родолжение табл. XI.12

Показатель	АГКС-65	АГКС-4АЦ	АГКС-5/АГИС-2
Потребляемая мощность, кВА	2,5	4,0	8,0
Источник питания	Промысловая сеть переменного тока или собственный бензоэлектрический агрегат		
Монтаж	На шасси автомобиля ГАЗ-66 в кузове СГК-3 или на двухосном прицепе 2П4Н в кузове КУНГ-П4М		На шасси автомобиля ГАЗ-66 в кузове СГК-66 или в кузове КУНГ-ПЧМ

и хроматермограф *6* типа ХГ-1Г (см. рис. XI,11,*б*), а АГКС-5/АГИС-2 — только хроматермограф *6* типа «Геохром-275» (см. рис. XI.11,*в*).

Определение глубин H и исправленных глубин $H_и$ производится: в АГКС-65 с помощью глубиномера в панели глубин и расхода (ПГР) *10* со счетчиками «H» и подъема бурильного инструмента над забоем «$H_{п.би}$», панели запоминающего устройства (ПЗУ) *9* и счетчика объема эвакуированной из скважины ПЖ «$V_{эж}$» в панели параметров бурения (ППБ) *11*; в АГКС-4АЦ — с помощью глубиномера в ПГР *10* со счетчиками «H» и «$H_{п.би}$», ПЗУ *9—1* и счетчиков «$H_и$» и «$V_{эж}$» в ППБ *11*; в АГКС-5/АГИС-2 — с помощью глубиномера в блоке управления и индикации (БУИ) *10* с табло «H», «$H_{п.би}$», «$H_и$», «$V_{эж}$» и мини-ЭВМ *13*. В ПЗУ *9* (АГКС-65) и *9—1* (АГКС-4АЦ) и мини-ЭВМ *13* (АГКС-5/АГИС-2) сигналы $H_и$ — с шагом $\Delta_г$ получаются путем задержки сигналов H с тем же шагом на время эвакуации из скважины объема ПЖ, равного величине отставания по объему V_c (см. табл. VIII.1). В мини-ЭВМ *13* (АГКС-5/АГИС-2) также формируются сигналы исправленных глубин для габаритных фракций шлама $H_{ишп}$ (см. § 35). Эти сигналы получаются путем задержки сигналов $H_и$ на времена эвакуации из скважины объемов ПЖ, равных разности кажущихся объемов затрубного пространства скважины для габаритных фракций шлама $V_{скп}$ и объема V_c.

Определение параметров, характеризующих режим бурения скважины, в АГКС-65 и АГКС-4АЦ производится в ППБ *11*, а в АГКС-5/АГИС-2 — в мини-ЭВМ *13*. В ППБ *11* АГКС-65 и АГКС-4АЦ величина $Q_{вых}$ определяется в диапазоне 10—60 л/с путем суммирования сигналов объема ПЖ $\Delta V_{ж1}$=25 л, формируемых в ПГР *10*, в течение интервала времени t_Q=12,5 с, задаваемого с ПГР *10* после поступления сигнала H. В мини-ЭВМ *13* АГКС-5/АГИС-2 величина $Q_{вых}$ определяется в том же диапазоне путем суммирования сигналов объема ПЖ $\Delta V_{ж}$=12,5 л, формируемых в БУИ *10*, в течение интервала времени t_Q=64 с, задаваемого мини-ЭВМ, и деления полученной суммы на t_Q с использованием только $Q_{вых}$, во время определения которой поступил сигнал H. Величина T_1 определяется в ППБ *11* АГКС-65 и АГКС-4АЦ в диапазоне 1—40 мин/м путем суммирования сигналов времени, пропорциональных шагу $\Delta_г$, Δt_Δ=30 или 60 с, задаваемых с ПГР *10*, за интервал времени «чистого бурения» (когда долото находится на забое) между смежными сигналами H. В мини-ЭВМ *13* АГКС-5/АГИС-2 T_1 определяется в диапазоне 0,02—200 мин/м путем нахождения разности между временем t_Δ поступления смежных сигналов H и суммарным временем отрыва долота от забоя в период между этими сигналами и деления полученной разности на $\Delta_г$. В АГКС-65 значение E определяется в ППБ *11* в диапазоне 25—2000 м³/м³ путем суммирования объемов ПЖ, пропорциональных шагу $\Delta_г$, $\Delta V_{жД}$= =0,6; 1,2 или 2,4 м³, формируемых в ПГР *10*, за интервал времени между смежными сигналами H. В АГКС-4АЦ E определяется аналогично в диапазонах 12,5—1000, 25—2000 или 50—4000 м³/м³ путем суммирования сигналов $\Delta V_{жД}$=0,6, 1,2, 2,4 или 4,8 м³. В мини-ЭВМ *13* АГКС-5/АГИС-2 также определяются $Q_п$, $Q_{вых.и}$ ($Q_{вых}$ в функции исправленных глубин), $T_{1и}$ (T_1 в функции исправленных глубин) и число $m_{Eи}$, пропорциональное $E_и$ (E в функции исправленных глубин). Величина $Q_п$ определяется с шагом квантования по времени t_Q=64 с в диапазоне (—60) — 60 л/с по (VIII.15) путем вычитания из $Q_{вых}$ величины $Q_{вх}$, введенной в мини-ЭВМ оператором. Величина $Q_{вых.и}$ в том же диапазоне, что и $Q_{вых}$ (10—60 л/с), получается задержкой в мини-ЭВМ величины $Q_{вых}$ на время эвакуации из скважины объема ПЖ, равного V_c. Величина $T_{1и}$ в том же диапазоне, что и T_1 (0,02—200 мин/м), получается аналогично $Q_{вых.и}$ путем задержки и мини-ЭВМ T_1 на время эвакуации из скважины объема ПЖ, равного V_c. Для определения $m_{Eи}$ в мини-ЭВМ *13* вычисляется путем суммирования сигналов объема ПЖ $\Delta V_{ж}$=12,5, формируемых в БУИ *10*, разность объемов ПЖ, эвакуированной из скважины за время между смежными сигналами H и во время

отрыва долота от забоя в этот период. Эта разность делится на $\Delta_Г$ и получившееся число задерживается на время эвакуации из скважины объема ПЖ, равного $V_С$ (число m_{Ei} определяется в диапазоне 1—1000).

Производные газокаротажные параметры в АГКС-65 не вычисляются. В АГКС-4АЦ величина $Г_{пр}$ в диапазоне 0,2—27 м³/м³ определяется в ПГА *8* по (VIII.4) путем формирования в ПГР *10* сигналов объема ПЖ $\Delta V_{ж\Delta}=0{,}6$; 1,2; 2,4 или 4,8 м³, преобразования их в ПЗУ *9—2* в сигналы в функции исправленных глубин $\Delta V_{ж\Delta_И}$ посредством задержки на время эвакуации из скважины объема ПЖ, равного $V_С$, суммирования сигналов $\Delta V_{\Delta жи}$ в ПГА *8* за период между смежными сигналами $H_И$ и умножения полученной суммы на $Г_{сум}$. В мини-ЭВМ *13* АГКС-5/АГИС-2 определяются $Г_{х.сум}$, $Г_{х.пр}$, шесть или двенадцать (в зависимости от режима анализа ХГ) $С_{оп}$, три заданных $С_{пт}$ и индекс $I_{кг}$. Величина $Г_{х.сум}$ вычисляется в диапазоне 10^{-5}—0,1 % или 10^{-4}—1 % (в зависимости от предела измерений ХГ) путем идентификации величин $F_п$, поступающих с блока интегратора *12* ХГ *6*, определения приращений $\Delta F_п$ как разности $F_п$ и $F_{пф}$ ($F_п$ на интервале фоновых газопоказаний), средних приращений $\Delta F_{пср}$ за интервал времени между смежными сигналами объема ПЖ $\Delta V_{жз}$ (при газовом каротаже после бурения) или сигналами исправленных глубин $H_И$ (при газовом каротаже в процессе бурения), величин $С_{ап}$ по (VIII.1) путем деления $\Delta F_{пср}$ на величины $N_п$, вводимые в мини-ЭВМ оператором, умножения $С_{ап}$ на коэффициенты $k_{вп}$, вводимые в мини-ЭВМ оператором, и суммирования этих произведений. Значение $Г_{х.пр}$ определяется в диапазоне 10^{-3}—10 м³/м³ путем умножения $Г_{х.сум}$ на m_{Ei} и коэффициент k_E, вводимый в мини-ЭВМ оператором. Величины $С_{оп}$ в диапазоне 0,1—100 % вычисляются по (VIII.2) путем деления $С_{ап}$ на $\Sigma С_{ап}$. Заданные $С_{пт}$ в диапазоне 1—10 000 усл. ед. определяются по (VIII.6) путем деления $С_{ап}$ на $С_{ат}$. Индекс $I_{кг}$ определяется в виде четырех фиксированных чисел, соответствующих $I_{кг}=0{,}1{,}2$ или 3 (см. § 32) путем сравнения $С_{оп}$ с граничными значениями $С_{опгр}$, введенными в мини-ЭВМ оператором.

В качестве мини-ЭВМ в АГКС-5/АГИС-2 используется ЭВМ в специальном исполнении ПС-300 или ПС-315. В мини-ЭВМ *13* программы вводятся с помощью перфоленты через специальное устройство ввода *14*. Ввод в мини-ЭВМ оператором уставок производится с помощью клавиатуры БУИ *10* (ПС-300) или непосредственно с пульта мини-ЭВМ (ПС-315).

Регистрация параметров в аналоговой форме в АГКС и АГИС производится многоточечными электронными самопишущими потенциометрами (ЭСП), работающими в старт-стопном режиме. Сначала на неподвижной ленте фиксируются величины параметров группы в виде точек с соответствующим номером (в АГКС-5/АГИС-2) и различного цвета, а затем лента ЭСП протягивается на длину, пропорциональную масштабу и шагу квантования по глубинам или объему ПЖ. В АГКС-65 параметры *I* группы ($Г_{сум.з}$, $Г_{сум.о}$ и $Г_{т.сум}$) регистрируются в масштабе исправленных глубин с заданным шагом $\Delta_Р$ трехточечным ЭСП *18* с встроенным командным аппаратом; параметры II группы ($Q_{вых}$, T_1 и E) — в масштабе глубин с шагом $\Delta_Г$ трехточечным ЭСП *19* с встроенным командным аппаратом; с помощью одноканального ЭСП *20* пером в масштабе времени регистрируются результаты компонентного анализа (хроматограмма). В результате ЭСП *20* пишет непрерывную кривую, ЭСП *18* и *19* — последовательность точек с разными номерами; при соединении одноименных точек получаются непрерывные кривые изменения соответствующего параметра в заданном масштабе глубин.

В АГКС-4АЦ параметры I группы ($Г_{сум.з}$, $Г_{сум.о}$ и $Г_{пр}$) регистрируются в масштабе объема ПЖ, эвакуированной из скважины, с заданным шагом квантования по объему $\Delta V_{жз}$ (при газовом каротаже после бурения) или в масштабе исправленных глубин с заданным шагом квантования по глубинам $\Delta_Г$ (при газовом каротаже в процессе бурения) трехточечным ЭСП *18* с встроенным командным аппаратом. Параметры II группы ($Q_{вых}$, T_1 и E), так же как в АГКС-65, регистрируются в масштабе глубин с шагом $\Delta_Г$ трехточечным ЭСП *19* с встроенным камандным аппаратом. Параметры III группы [величины $A_п$ (A_1—A_6)] регистрируются с индивидуальными загрублениями масштаба записи $k_{мп}$ ($k_{м1}$—$k_{м6}$) шеститочечным ЭСП *20*, управляемым с помощью специальной панели управления *17*, в масштабе объема ПЖ с переменным, автоматически изменяющимся в зависимости от величины $Q_{вых}$, шагом квантования по объему ПЖ

$$\Delta V_{жх} = a\,\Delta V_{жз} \qquad (XI.7)$$

(при газовом каротаже после бурения) или в масштабе исправленных глубин с переменным, автоматически изменяющимся в зависимости от скорости бурения, шагом квантования по глубинам

$$\Delta_{Гх} = a\Delta_Г \qquad (XI.8)$$

(при газовом каротаже в процессе бурения), где a соответственно числа сигналов объема ПЖ $\Delta V_{жз}$ или исправленных глубин с шагом $\Delta_Г$, поступивших за интервал времени одного цикла анализа ХГ *6* $t_ц$.

В АГКС-5/АГИС-2 параметры I группы ($T_{1и}$, $Г_{х.пр}$, три заданных $С_{пт}$ и индекс $I_{кг}$) регистрируются в масштабе объема ПЖ с шагом $\Delta V_{жх}$ по (XI.7) (при газовом каротаже после бурения)[1] или в масштабе исправленных глубин с шагом $\Delta_{Гх}$ по (XI.8) (при газовом каротаже в процессе бурения) с помощью шеститочечного ЭСП *18* с блоком цифро-аналогового преобразователя (ЦАП) и управления *15*, а параметры II группы (T_1, $Q_{вых}$ и $Q_{вх}$) регистрируются в масштабе глубин с шагом $\Delta_Г$ с помощью трехточечного ЭСП *19* с блоком ЦАП и управления *16*. Параметры III группы ($H_И$, $Г_{х.сум}$ и шесть или двенадцать $С_{оп}$ в зависимости от режима работы ХГ) регистрируются в виде цифропечати в функции объема ПЖ, эвакуированной из скважины, с шагом $\Delta V_{жх}$ (при газовом каротаже после бурения) или в функции исправленных глубин с шагом $\Delta_{Гх}$ (при газовом каротаже в процессе бурения) с помощью цифропечатающего устройства *27* из комплекта мини-ЭВМ *13*.

Станция АГКС-4АЦ и система АГКС-5/АГИС-2 обеспечивают регистрацию параметров в цифровой форме. Регистрация производится ленточными перфораторами ПЛ-V (в АГКС-4АЦ) и ПЛ-80 (в АГКС-5/АГИС-2).

В АГКС-4АЦ, где параметры определяются в аналоговой форме, с валами реохордов аналоговых регистраторов параметров II группы *19* и параметров III группы *20* соединены преобразователи «угол — временной интервал» соответственно *21* и *22*, связанные с преобразователями «временной интервал — код» *23* и *24*. Поскольку угол поворота ползунка реохорда ЭСП в момент фиксации параметра пропорционален величине измеряемого параметра, ленточный перфоратор *25* одновременно с регистрацией параметров в аналоговой форме фиксирует в двоично-восьмеричном коде параметры II группы ($Q_{вых}$, T_1 и E), а ленточный перфоратор *26* — в цифровом коде параметры III группы [величины $A_п$ (A_1 — A_6) — в двоично-восьмеричном коде, $k_{мп}$ ($k_{м1}$ — $k_{м6}$) — в условном коде и числа a — в двоично-восмеричном коде].

В АГКС-5/АГИС-2, где параметры определяются в цифровой форме, они выдаются на ленточный перфоратор непосредственно с мини-ЭВМ *13*. В цифровой форме с помощью общего ленточного перфоратора *26* регистрируется одна группа параметров (шесть или двенадцать величин $F_п$ в зависимости от режима работы ХГ, величины $T_{1и}$ и $Q_{вых.и}$ и числа m_{Ei} и a) в двоичношестнадцатеричном коде. Для сохранения в цифровой форме всей полученной информации регистрация производится в функции времени с шагом квантования по времени, равным времени цикла анализа ХГ $t_ц$*. Для разделения участков перфоленты, зарегистрированных при газовом каротаже после бурения и при газовом каротаже в процессе бурения, в каждом машинном слове наносятся кодированные метки режима газового каротажа.

* При газовом каротаже после бурения величины $T_{1и}$, $Г_{х.пр}$ и число m_{Ei} равны нулю.

* При отсутствии во время цикла анализа ХГ сигнала $\Delta V_{жз}$ (при газовом каротаже после бурения) или сигнала $H_И$ (при газовом каротаже в процессе бурения) величины $T_{1и}$ и $Q_{вых.и}$, числа m_{Ei} и a фиксируются нулевыми значениями.

Глава XII

АППАРАТУРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Комплект аппаратуры для ЭК (см. гл.VI) включает следующие части: зонд; скважинный прибор, содержащий передающую часть телеизмерительной системы, коммутирующие, управляющие и ориентирующие устройства; каротажный кабель, служащий электрической линией связи между скважинной и наземной аппаратурой; наземную аппаратуру, содержащую приемную часть телеизмерительной системы, преобразователи информации в вид, пригодный для регистрации, коммутирующие и управляющие устройства.

Аппаратура ЭК, как правило, работает в составе автоматической каротажной станции, которая обеспечивает ее источниками питания и регистрирующим устройством (см. гл.XI).

§ 53. ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СХЕМЫ АППАРАТУРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Зонды электрического каротажа

Зондом ЭК называется устройство, опускаемое в исследуемую скважину, предназначенное для создания в ней и в околоскважинном пространстве электрического поля и измерения его изменения вдоль ствола скважин. Зонды ЭК подразделяются на обычные зонды; обычные микрозонды; зонды бокового каротажа и бокового микрокаротажа; зонды индукционного каротажа; резистивиметры и др.

В ряде случаев в формировании зонда участвует корпус скважинного прибора и металлическая оплетка каротажного кабеля.

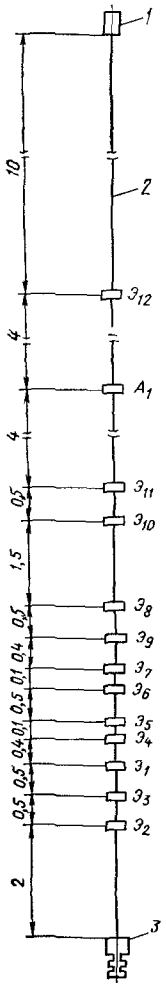


Рис. XII.1. Расположение электродов многоэлектродного зонда.

1 — головка зонда; *2* — основа зонда — отрезок каротажного кабеля; *3* — зондовый наконечник; A_1 — токовый электрод зонда, совмещенный с токовым электродом резистивиметра; $Э_1$ — $Э_{12}$ — измерительные электроды. Размеры в м

Зонды ЭК обычные. Зонд состоит из нескольких электродов, закрепленных на отрезке каротажного кабеля на фиксированных расстояниях друг от друга. Каждый электрод соединен либо непосредственно с одной из жил кабеля, либо со скважинным прибором, где расположена передающая часть телеизмерительной системы.

Чаще всего применяют многоэлектродный зонд, предназначенный для проведения бокового каротажного зондирования (рис. XII.1) и стандартного каротажа.

Расстояния между электродами рассчитаны на образование пяти подошвенных градиент-зондов, одного кровельного градиент-зонда и одного потенциал-зонда. Нижний конец зонда закреплен в зондо-

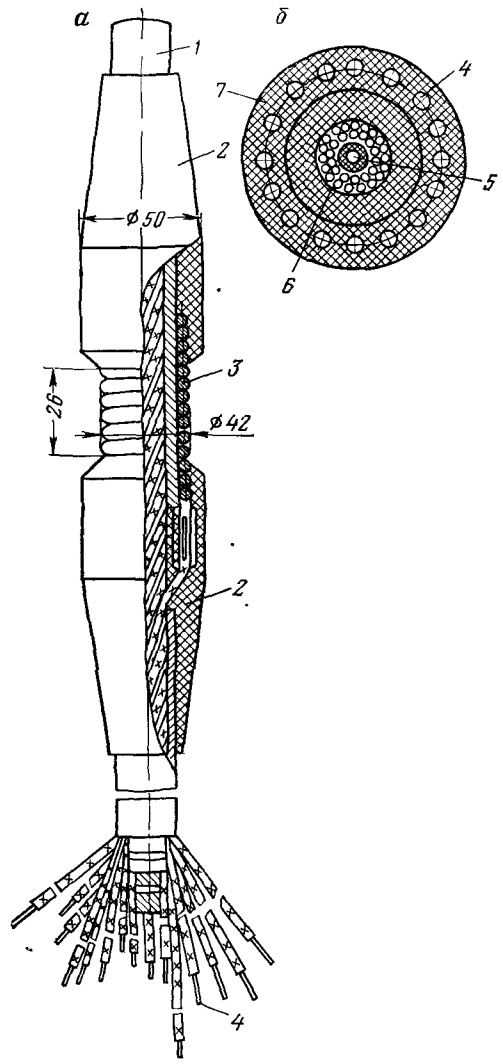


Рис. XII.2. Конструкция электрода (*а*) и поперечное сечение кабель-зонда (*б*).

1 — кабель-зонд; *2* — бампер, формованный из резины; *3* — витой электрод; *4* — электродные жилы кабель-зонда; *5* — центральная жила кабеля; *6* — двойной повив оплетки кабеля; *7* — резиновая оболочка кабеля. Размеры в мм

вом наконечнике — устройстве для электрического и механического соединения зонда с герметичным корпусом скважинного прибора. Верхний конец зонда снабжен головкой по ГОСТ 14214-69. В новейших типах аппаратуры головки зонда модифицированы так, что броня отрезка кабеля была изолирована от корпуса головки.

Наиболее удобно изготовлять многоэлектродный зонд на основе кабель-зонда КЗФ (рис. XII.2).

Микрозонды ЭК обычные (рис. XII.3). На башмаке из формовой резины установлены три электрода круглого сечения, кото-

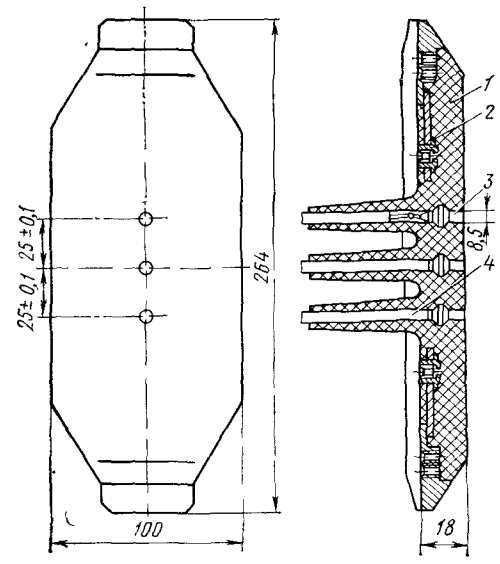


Рис. XII.3. Обычный микрозонд.

1 — резиновый башмак; *2* — стальная армирующая пластина; *3* — латунный электрод; *4* — отводы к измерительной схеме Размеры в мм

рые расположены по продольной оси башмака. В процессе измерения башмак прижимается к стенке скважины с помощью прижимного устройства. Армирующие пластины придают башмаку жесткость и обеспечивают крепление к прижимному устройству.

Зонды бокового каротажа. Используются зонды трехэлектродного и семиэлектродного БК. Зонд трехэлектродного БК состоит из центрального электрода A_0 длиной L_0 (рис. XII.4) и двух экранных

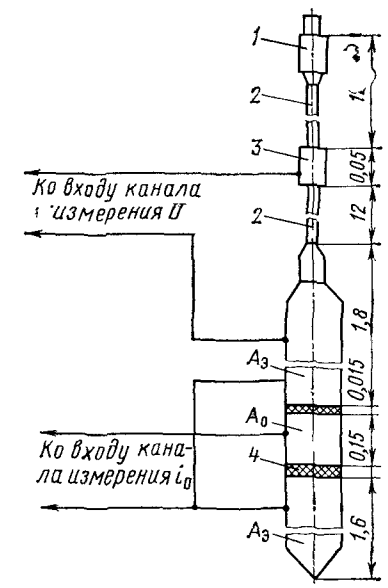


Рис. XII.4. Зонд трехэлектродного бокового каротажа.

1 — головка зонда; *2* — кабель — основа подвесного зонда; *3* — удаленный измерительный электрод; *4* — изоляционный промежуток; $A_э$ — экранные электроды; A_0 — центральный электрод. Размеры в м

электродов $A_э$ — протяженных цилиндров, диаметром d изолированных от центрального электрода, но накоротко соединенных между собой. Общая длина зонда равна L.

В аппаратуре семиэлектродного БК применены два зонда с разной глубинностью исследования, объединенных в общую жест-

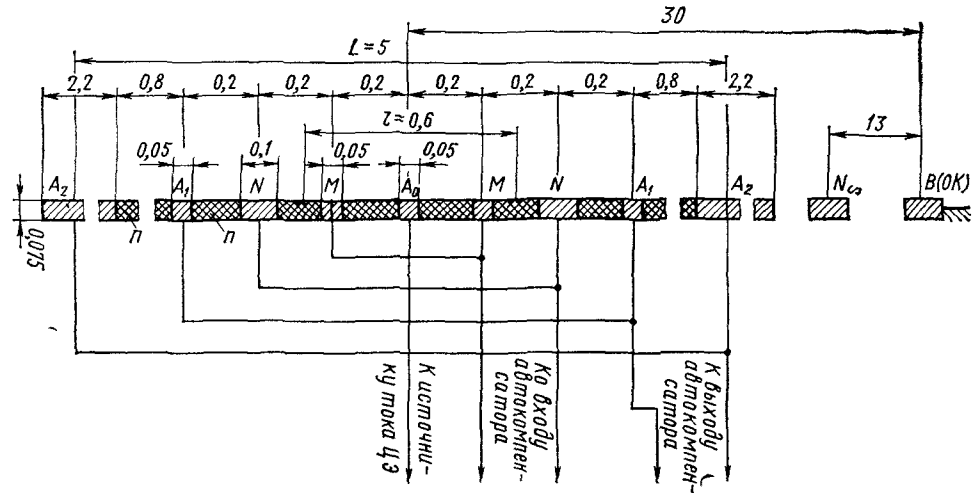


Рис. XII.5. Схема сдвоенного зонда семиэлектродного бокового каротажа.

Электроды: A_0 — центральный, A_1 — внутренние экранные, A_2 — внешние экранные, M, N — управляющие, $B(0K)$ — обратный токовый, $N\sim$ — удаленный измерительный, n — изоляционные промежутки Размеры в м

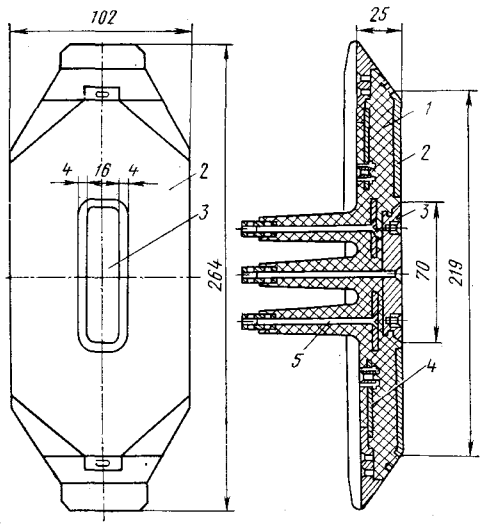


Рис. XII.6. Двухэлектродный зонд бокового микрокаротажа.

1 — резиновый башмак; *2* — стальной экранный электрод; *3* — стальной центральный электрод; *4* — стальная пластина для крепления башмака; *5* — отводы к измерительной схеме. Размеры в мм

кую конструкцию. Большой зонд содержит две пары экранных электродов: внутренних A_1 и внешних A_2. При переходе на малый зонд электроды A_2 выполняют функцию обратных токовых электродов B (рис. XII.5).

Зонды БК-7 обозначаются шифром: большой зонд ($БК_б$) — L_{Axqy}; малый зонд ($БК_м$) — $L_{Bz}L_{Axqy}$, где L_A — расстояние между серединами электродов A_2 для зонда $БК_б$ и между серединами электродов A_1 для зонда $БК_м$ (x, м); L_B — расстояние между серединами электродов A_2 для зонда $БК_м$ (z, м); q — коэффициент фокусировки (y, м).

В свою очередь $q=(L_A - l)/l$, где l — размер зонда, определяемый как расстояние между серединами пар управляющих электродов M, N.

Например, зонд $БК_б$ обозначается L_{A5q7}.

Таблица XII.1

Зонды, применяемые в аппаратуре ЭК

Название	Шифр	Формула или способ определения $k_з$	Значение $k_з$, м	Аппаратура, где применяются зонды
Однополюсный подошвенный градиент-зонд длиной, м:				
0,4	A0,4M0,1N	$4\pi\frac{AM\cdot AN}{MN}$	25,12	КСП-2; АБКТ; Э-1
1	A1,0M0,1N	То же	138,16	То же
2	A2,0M0,5N	»	125,6	»
4	A4,0M0,5N	»	452,16	»
8	A8,0M1,0N	»	904,32	»
Однополюсный кровельный градиент-зонд 2 м	N0,5M2,0A	»	125,6	»
Однополюсный потенциал-зонд	A0,5M6,0N	»	6,78	»
Резистивиметр	—	Определяется экспериментально	2,1	АБКТ
Градиент микрозонд	A0,025M0,025N	То же	0,33	МДО-2; МДО-3; КАМ
Потенциал микрозонд	A0,05M0,5N	»	0,5	То же
Трехэлектродный зонд бокового каротажа	БК-3	$\frac{2{,}73\,L_0}{\lg(2L/d)}$	0,237	АБКТ; Э-1; ТБК
Семиэлектродный зонд бокового каротажа большого радиуса исследования	L_{5q_7} ($БК_б$)	Определяется моделированием	0,75	БКС-2
Семиэлектродный зонд бокового каротажа малого радиуса исследования	$L_{B_5}L_{A1,2q_1}$ ($БК_м$)	То же	1,8	БКС-2
Двухэлектродный зонд бокового микрокаротажа	$A_б$—$A_э$	Определяется экспериментально	0,015	МБК; МБКУ
Трехэлектродный зонд бокового микрокаротажа	A_0 — N — $A_э$	То же	0,032	КАМ

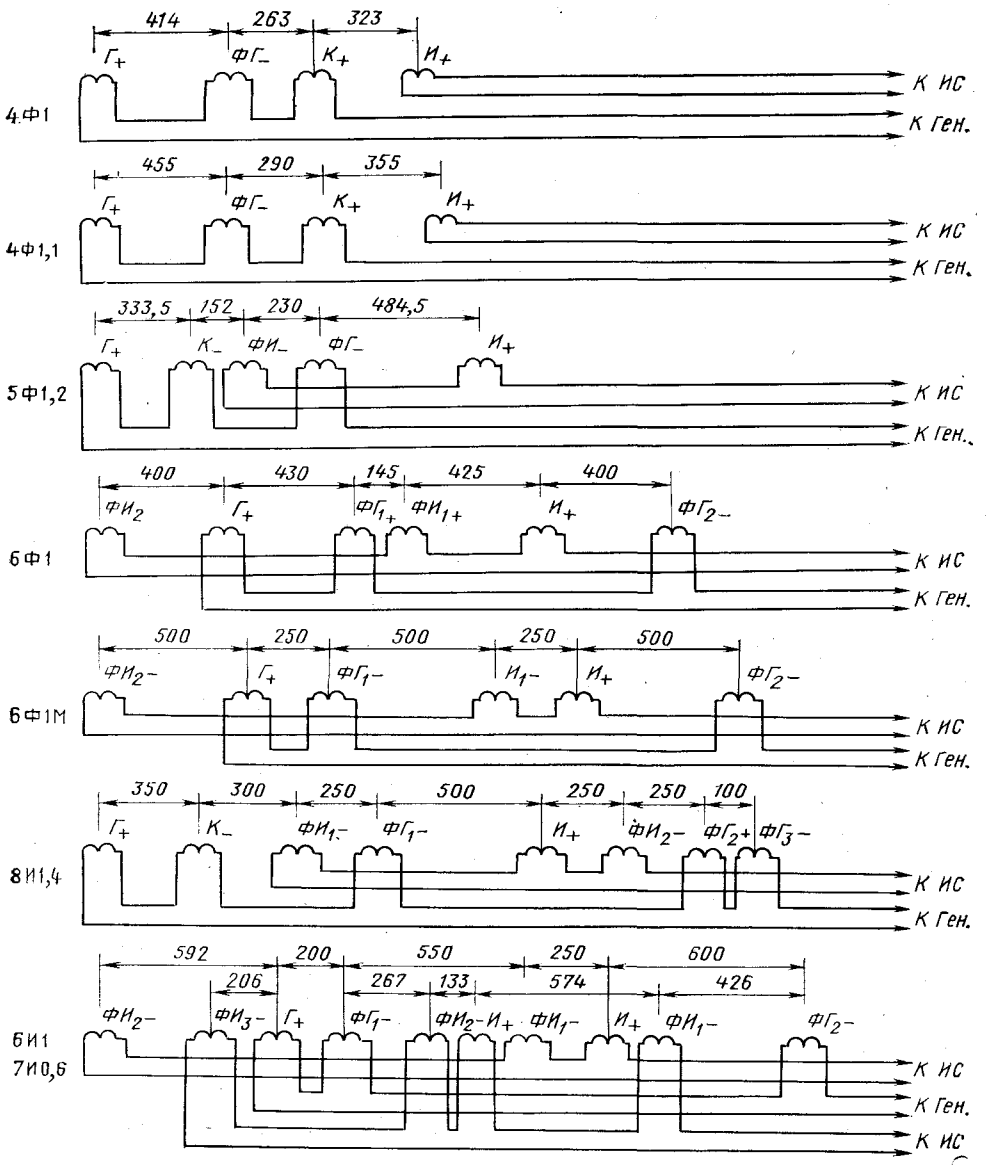


Рис. XII.7. Схемы зондов индукционного каротажа.

$Г_+$, $И_+$ — главные генераторная и измерительная катушки с наибольшим числом витков в своей линии. *ФИ* — фокусирующие катушки в измерительной линии; *ФГ* — фокусирующие катушки в генераторной линии; *К* — компенсационная катушка, подавляющая прямое поле, *ИС* — измерительная схема скважинного прибора; *Ген* — генератор. Размеры в мм

Зонды бокового микрокаротажа. Применяются двухэлектродные (рис. XII.6) и трехэлектродные зонды БМК. Первый является аналогом трехэлектродного зонда БК, второй — семиэлектродного, который содержит один контрольный электрод M; второй контрольный электрод объединен с центральным электродом A_0. Трехэлектродный зонд БМК менее подвержен влиянию глинистой корки. Сведения о зондах ЭК (обычных, боковых, микрозондах и боковых мокрозондах) даны в табл. XII.1.

Зонды индукционного каротажа. Зонды ИК представляют собой систему катушек, укрепленных соосно на общем стержне из

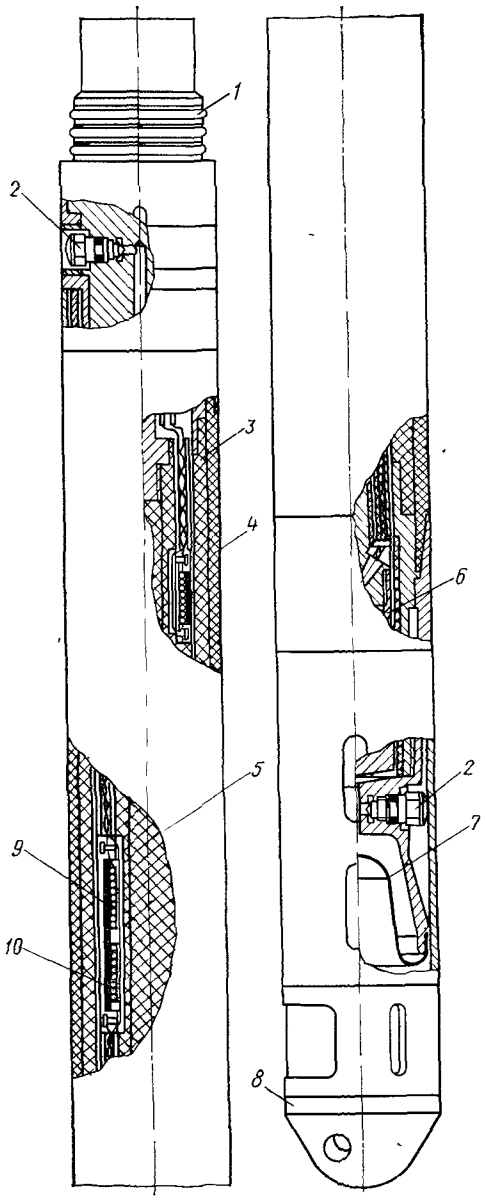


Рис. XII.8. Конструкция зонда индукционного каротажа.

1 — муфта для соединения зонда с измерительным электронным блоком; *2*— заливочный штуцер; *3* — кожух из конструкционного стеклопластика; *4* — резиновое покрытие кожуха; *5* — стержень из стеклопластика, *6* — герметичный патрон; *7* — компенсатор давления; *8* — нижняя пробка зонда; *9* — катушка зонда (однослойная); *10* — экран катушки

стеклопластика. Стержень закреплен на головке зонда. Все катушки однослойные, они намотаны в специальных проточках на стержне. На катушки установлены электростатические экраны, выполненные из отдельных (не замкнутых в виток во-

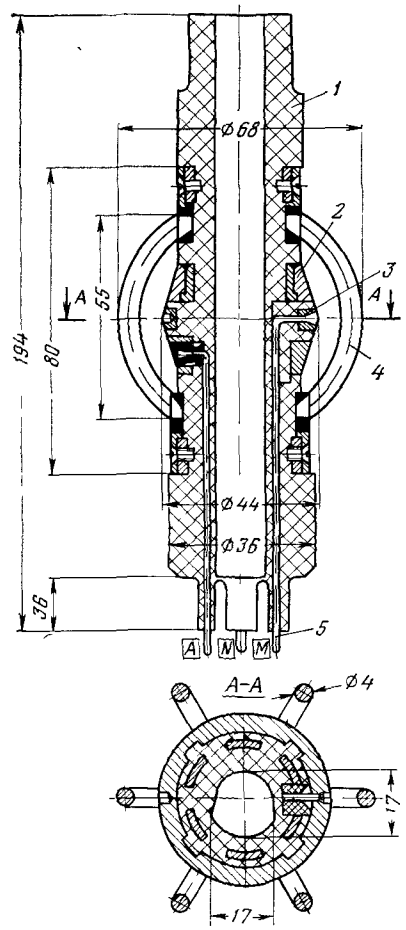


Рис. XII.9. Резистивиметр.

1 — корпус резистивиметра из термостойкой резины, *2—4* — электроды стальные, *5* — отводы к измерительной схеме из металлокорда

круг катушки) медных проволочек, изолированных между собой и наклеенных на ленту из стеклолакоткани. В каждой цепи катушек имеется одна с наибольшим числом витков, называемая главной ($Г_+$, $И_+$). Кроме того, в зонд вводят компенсационную катушку $К$, предназначенную для компенсации прямого поля.

Для основных типов зондов (рис XII.7) приняты обозначения хФу или хИу, где х — число катушек зонда; Ф(И) — условное обозначение данной схемы зонда; у — расстояние между главными катушками в м.

В зависимости от типа зонда число витков в катушках следующее: в главных 120—150, в фокусирующих — 20—60, в компенсирующих — 2—4.

Устройство зонда ИК видно из рис. XII.8. Наверху зонд оканчивается соединительной муфтой *1*, герметично сочленяющейся со скважинным прибором,

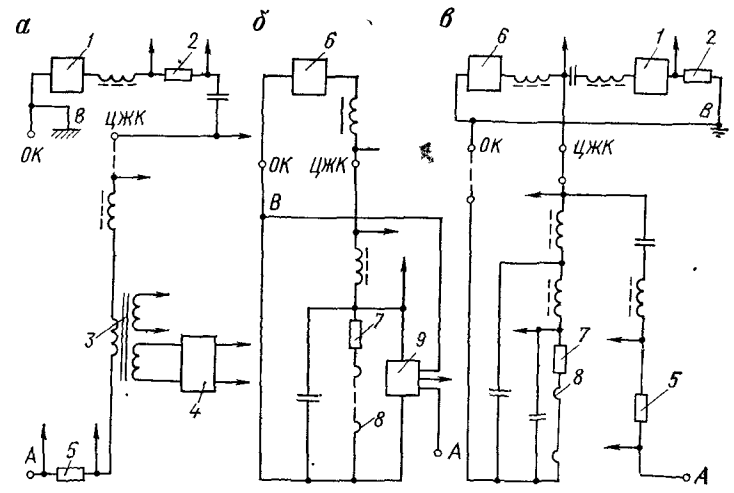


Рис. XII.10. Схемы питания скважинных приборов ЭК:

а — переменным током, *б* — постоянным током, *в* — комбинированное (постоянным и переменным током).

1 — генератор; *2* — сопротивление опорного сигнала; *3* — трансформатор выпрямителя и накала; *4* — выпрямитель; *5* — сопротивление стандарт-сигнала; *6* — наземный выпрямитель; *7* — гасящее сопротивление цепи накала; *8* — нити накала ламп, соединенные последовательно; *9* — генератор питания зондов; *а* — точки присоединения измерительной части схемы; *ОК* — оплетка кабеля; ЦЖК — центральная жила кабеля; *А*, *В* — токовые электроды

обеспечивающей присоединение зонда к измерительной схеме скважинного прибора. *В герметичном патроне 6* размещены конденсаторы, образующие вместе с индуктивностью генераторной линии параллельный резонансный контур, настроенный на рабочую частоту зонда. Кожух зонда *5* заполняется непроводящей кремнийорганической жидкостью. Все стыки резины и стеклопластика с металлом герметизированы. Компенсатор *7* служит для выравнивания давления внутри и снаружи кожуха и восприятия температурного расширения жидкости.

Резистивиметры. Предназначены для измерения удельного сопротивления промывочной жидкости вдоль ствола скважины. Представляют собой зонд малого размера, защищенный от влияния стенки скважины. Резистивиметр, включаемый в состав многоэлектродного зонда БКЗ (рис. XII.9), укрепляется на отрезке кабеля подвесного зонда. Резистивиметр применяют также в качестве отдельного скважинного прибора, работающего, как правило, на трехжильном кабеле. Регистрация диаграмм производится с помощью

Таблица XII 2

Источники питания скважинной аппаратуры ЭК

Наименование	Марка	Назначение
Генератор ламповый переменного тока частоты 300—400 Гц	УГ-1	Включается в комплект каротажной станции для питания скважинных приборов
Выпрямитель универсальный	УВК-1	Для питания скважинных приборов и наземных блоков постоянным током
Универсальный источник питания	УИП-К	Для питания скважинных приборов и наземных блоков постоянным током и переменным током промышленной частоты. Входит в комплект каротажной станции
Выпрямитель для аппаратуры трехэлектродного бокового каротажа	АБК-3-3	Для питания аппаратуры АБК-3. Входит в комплект последней
Выпрямитель универсальный	УВК-2	Для питания генератора УГ-1 и некоторых скважинных приборов

Примечание. Все источники питания выполнены по установочным и присоединительным размерам и в габаритах сменной панели каротажной станции, за исключением УИП-К, который монтируется непосредственно в стенд каротажной станции.

аппаратуры для измерений обычными зондами ЭК.

Применяется также резистивиметр индукционный скважинный РИС-42, обеспечивающий бесконтактное измерение удельной электрической проводимости жидкости, заполняющей колонны и насосно-компрессорные трубы эксплуатационных и нагнетательных нефтяных скважин см. табл. XII.9). Он работоспособен в водонефтяных эмульсиях, воде и промывочных жидкостях различной минерализации.

Резистивиметр РИС-42 работает с каротажным кабелем любого типа длиной до 3500 м. Запись результатов измерений осуществляется с помощью наземного пульта и регистратора каротажной станции.

Схемы питания аппаратуры электрического каротажа

Применяются три способа питания скважинных приборов по каротажному кабелю: а) переменным током (рис. XII.10,*а*), постоянный ток необходимый для питания цепей скважинного прибора, получают от выпрямителя; б) постоянным током (рис. XII.10,*б*), переменный ток для питания зонда генерируется скважинным генератором; в) постоянным и переменным током (комбинированное питание) (рис.XII.10,*в*), переменный ток используется для питания зонда, а постоянный ток — для питания цепей скважинного прибора.

Переменный ток поступает на скважинные приборы от лампового генератора каротажной станции; постоянный ток — от выпрямителя каротажной станции либо от индивидуальных выпрямителей. От этих же выпрямителей осуществляется питание наземной части скважинной аппаратуры. Перечень и назначение источников питания приведены в табл. XII.2.

Схемы некоторых типов аппаратуры выполнены на полупроводниковых приборах. В этом случае аппаратура снабжается *выпрямителем для* низковольтного питания, включаемым в промышленную сеть.

В табл. XII.3 приведены данные о питании различных видов скважинных приборов ЭК.

Первичные преобразователи

Эти преобразователи предназначены для усиления и преобразования сигналов перед их подачей на вход телеизмерительной системы (ТИС).

Трансформаторы. При измерениях обычными зондами и микрозондами между электродами MN зондов и входом ТИС включены входные трансформаторы, которые повышают сигнал до необходимого уровня (табл. XII.4). Коэффициенты трансформации пропорциональны коэффициентам зондов.

Входные трансформаторы устраняют гальваническую связь между электродами зонда и входными цепями ТИС. Комплексное сопротивление первичной обмотки 10—15 кОм. Вторичная обмотка трансформаторов секционирована. Коммутируя секции, устанавливают предел измерения.

Усилители. При необходимости повышения уровня входного сигнала вторичную обмотку входного трансформатора подключают к ТИС через усилитель. Усилитель, как правило, двухкаскадный, охвачен отрицательной обратной связью по напряжению, обеспечивает постоянство передаточного коэффициента в широком диапазоне и обладает высокой термостабильностью.

Усилитель используется также, если измеряемый параметр изменяется в диапазоне, превышающем динамический диапазон ТИС. В этом случае на один канал телесистемы подается информационный сигнал через усилитель, а на второй — прямо с входного трансформатора. При коэффициенте усиления 25—50 обеспечивается динамический диапазон канала 10 000—15000 с перекрытием каналов (5—400 Ом·м.)

Первичный преобразователь аппаратуры индукционного каротажа (рис. XII.11). Сигнал частотой 20—50 кГц из измерительной цепи зонда через усилитель *1* поступает на манипулятор *2*, где модулируется напряжением частоты 400 Гц, поступающим от генератора *III*. При совместном питании постоянным и переменным током моду-

Таблица XII.3

Параметры питания скважинных приборов ЭК

Аппаратура	Ток питания	Источник тока		Ток питания, мА		Примечание
		переменного	постоянного	переменный	постоянный	
КСП-1, КСП-2, Э-1	Переменный	УГ-1	—	500	—	Стабилизированный ток
Э-2, Э-4, Э-7, МДО-2						
МДО-3	Переменный и постоянный	УГ-1	УВК-1	400	160	То же
АБК-3	Постоянный	—	АБК-3-3 УВК-1	— —	360	Стабилизированное напряжение 250 В
ТБК, БКС-2, МБК, МБКУ, КМБК-3М	»	—	УВК-1, УИП-К	—	300	Стабилизированный ток
АБКТ	Переменный и постоянный	УГ-1	УВК-1	500	195	То же
БКР-2	Постоянный	—	УВК-1, УИП-К	—	320—350	Стабилизированное напряжение 200 В
БКР-3	»	—	УВК-1, УИП-К	—	320—370	Стабилизированное напряжение 150 В
ПИК-1М	Постоянный	—	УВК-1, УИП-К	—	320	Стабилизированный ток
АИК-3	»	—	УВК-1, УИП-К	—	380	То же
АИК-4	Переменный и постоянный	УГ-1	УВК-1	500	345	»
АИК-М	Постоянный	—	УВК-1, УИП-К	—	330	»
БИК-1	»	—	УВК-1, УИП-К	—	360	»

Таблица XII.4

Данные входных трансформаторов зондов БКЗ

Зонд	Тип магнитопровода	Первичная обмотка		Вторичная обмотка		Коэффициент трансформации
		Число витков	Индуктивность при $f=1000$ Гц, Гн	Число витков	Отводы от витков	
A0,4M0,1N	Ш6×16	450	1,5±0,15	250	10; 50	0,55
A1M0,1N	Ш6×16	295	0,8±0,08	900	36; 180	3,16
A2M0,5N	Ш6×16	324	1,0±0,1	900	36; 180	2,78
N0,5M2A	Ш6×16	324	1,0±0,1	900	36; 180	2,78
A4M0,5N	Ш10×12	300	0,65±0,065	3000	120; 600	10,0
A8M1,0N	Ш10×12	300	0,65±0,065	6000	240; 1200	20,0
A0,5M6,0N	Ш6×16	1000	10±1	150	6; 30	0,66
Резистивиметр	Ш6×16	900	7±1,4	185	—	0,21

Примечание. Для первичной и вторичной обмоток используется провод ПЭТВ-Р диаметром *0,08 мм. Магнитопроводы изготовлены из материала 80ХНС.*

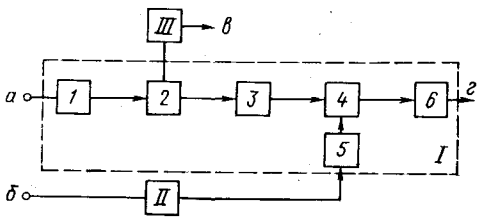


Рис. XII.11. Блок-схема первичного преобразователя ИК.

1 — первичный преобразователь; генератор тока частоты: *II* — 20—50 кГц, *III* — 300—400 Гц; *I* — усилитель информационного сигнала; *2* — амплитудный манипулятор; *3* — катодный повторитель; *4* — фазовый детектор; *5* — фазовращатель; *6* — усилитель низкой частоты; *а* — выход измерительной цепи зонда; *б* — вход цепи питания зонда; *в* — опорный сигнал; *г* — информационный сигнал

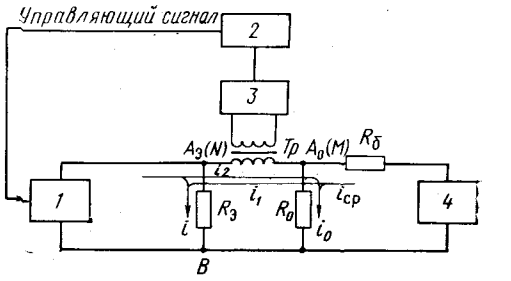


Рис. XII.12. Схема, поясняющая работу автокомпенсатора БК.

1 — выходной каскад автокомпенсатора; *2* — фазовый детектор; *3* — входной усилитель; *4* — генератор 400 Гц: A_0 (M), $A_э(N)$ — центральный и экранный электроды зонда; $R_б$ — балластное сопротивление; Тр — выходной трансформатор; эквивалент сопротивления заземления электрода: R_0 — центрального, $R_э$ — экранного; ток, стекающий с электрода в породу: i_0 — с центрального, $i_э$ — с экранного; B — обратный токовый электрод; $i_{ср}$ — ток сравнения

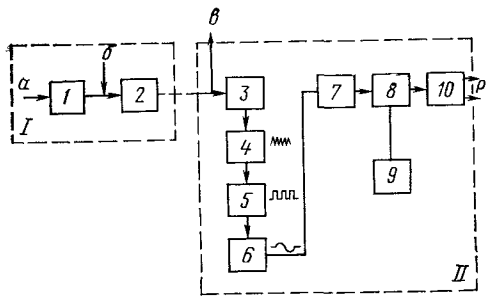


Рис. XII.13. Блок-схема телеизмерительной системы ЧМ — ЧР.

I — скважинная часть канала ТИС; *II* — наземная часть канала ТИС; *1* — преобразователь частоты; *2* — суммирующий выходной каскад; *3* — полосовой фильтр; *4* — усилитель-ограничитель; *5* — частотный детектор; *6* — фильтр нижних частот; *7* — усилитель; *8* — фазовый детектор *9* — цепи регулировки выхода и компенсации; *10* — фазовращатель; *а* — от первичного преобразователя; *б* — от преобразователей частоты других каналов; *в* — к полосовым фильтрам других каналов; *р* — ко входу регистратора

лирующее напряжение подается по кабелю с поверхности.

Амплитудно-модулированный сигнал через катодный повторитель *3* поступает на вход фазового детектора *4*. На другой вход детектора через фазовращатель *5* подается опорное напряжение от генератора *II*, синфазное с активной составляющей информационного сигнала.

В детекторе из амплитудно-модулированного высокочастотного сигнала выделяется составляющая 400 Гц, амплитуда которой пропорциональна активной составляющей информационного сигнала. Продетектированный сигнал с частотой 400 Гц через усилитель *6* поступает на вход телеизмерительной системы с частотной модуляцией и частотным разделением каналов (ЧМ—ЧР).

Автокомпенсатор аппаратуры БК. Предназначен для обеспечения фокусировки тока центрального электрода зонда и его постоянства в заданном диапазоне изменения сопротивлений пласта $\rho_К$, вмещающих пород $\rho_{вм}$ и промывочной жидкости $\rho_с$. Автокомпенсатор представляет собой замкнутую через исследуемую среду систему автоматического регулирования (рис. XII.12).

Первичная обмотка трансформатора *Тр* включается между электродами *M* и *N* семиэлектродного зонда либо между центральным A_0 и экранным $A_э$ электродами трехэлектродного зонда БК или двухэлектродного зонда БМК. Постоянство тока центрального электрода и его фокусировка в радиальном направлении обеспечиваются следующим образом.

В цепь генератора *4* включено достаточно большое сопротивление $R_б$, которое стабилизирует в требуемых пределах ток сравнения $i_{ср}$. Часть этого тока стекает в пласт с центрального электрода A_0, другая часть *i* перетекает по промывочной жидкости на экранный электрод $A_э$, создавая на первичной обмотке трансформатора *Тр* падение напряжения (сигнал разбаланса). Этот сигнал усиливается входным усилителем *3*, детектируется фазовым детектором *2* и подается на выходной каскад для управления величиной выходного тока. Последний поступает на электрод $A_э$.

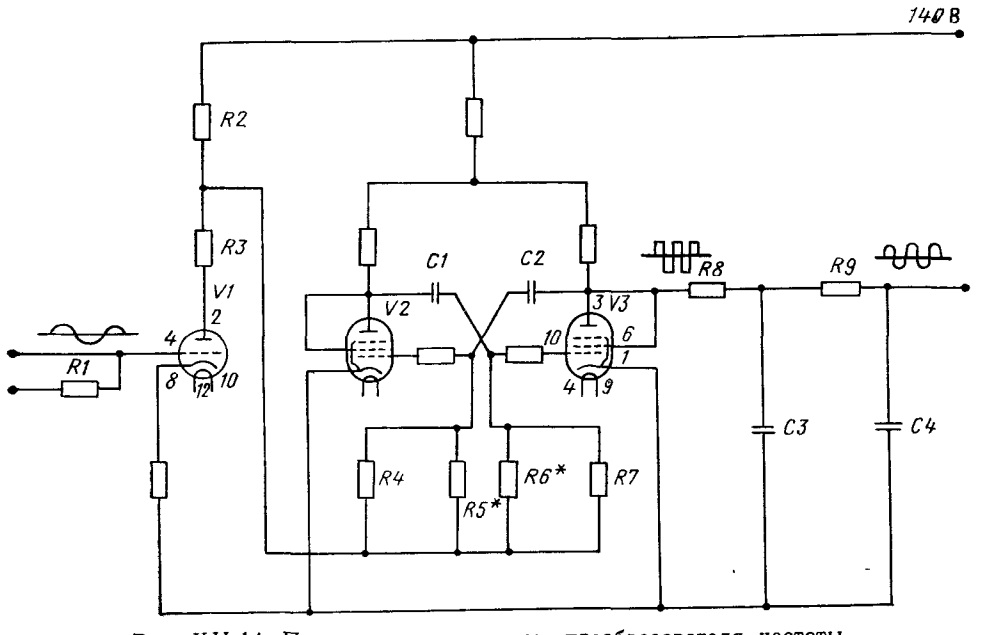


Рис. XII.14. Принципиальная схема преобразователя частоты

Таблица XII.5

Аппаратура электрического каротажа (технические характеристики см. табл. XII.7—XII.9)

Марка	Наименование	Назначение
КСП-1	Комплексная аппаратура электрического каротажа	Для проведения измерения комплексом зондов БКЗ
КПС-2	То же, модернизированная	То же
МДО-2	Микрозонды	Для проведения микрокаротажа обычными потенциал- и градиент-микрозондами
МДО-3	То же, модернизированный	То же
АБК-3	Аппаратура трехэлектродного бокового каротажа	Для измерения КС при сильно минерализованной промывочной жидкости
ТБК	То же, повышенной термостойкости	То же
АБКТ	Комплексная аппаратура электрического каротажа	Для проведения измерения комплексом зондов БКЗ и зондом трехэлектродного бокового каротажа
Э-1	То же	То же
Э-4	»	То же, повышенной термостойкости
Э-7	»	Для проведения стандартного и трехэлектродного бокового каротажа
БКС-1	Аппаратура семиэлектродного бокового каротажа	Для проведения электрического каротажа тремя семиэлектродными боковыми зондами
БКС-2	То же	То же, двумя боковыми семиэлектродными зондами
БКР-2	Комплексная аппаратура бокового и радиоактивного каротажа	Для проведения измерений методами ГК, НГК, ГГК, а также трехэлектродным боковым зондом
БКР-3	То же, модернизированная	То же, с записью проводимости
КМБК-3М	Аппаратура бокового микрокаротажа	Для измерений методом БМК с двухэлектродным башмаком
МБК	То же, модернизированная	То же
МБКУ	То же, с управляемым прижимным устройством	»
КАМ	Комплексная аппаратура микрометодов	Для проведения измерений обычным микрозондом и трехэлектродным боковым микрозондом
Э-2	То же	То же, двухэлектродным боковым микрозондом
ПИК-1М	Аппаратура индукционного каротажа	Для проведения измерений индукционным зондом
АИК-М	То же	То же
АИК-3	То же, комплексная	Для проведения измерений индукционным зондом и обычным потенциал-зондом
АИК-4	То же	Для проведения измерений индукционным зондом и комплексом зондов БКЗ
БИК-1	Комплексная аппаратура бокового и индукционного каротажа	Для проведения измерений трехэлектродным боковым и индукционным зондами
БИК-2	То же	Для проведения измерений двумя семиэлектродными боковыми и двумя индукционными зондами

Примечание. Аппаратура БКР-1 и БКР-2 предназначена для проведения измерений в угольных скважинах. Вся остальная — в нефтяных и газовых скважинах.

Часть этого тока с экранного электрода стекает в породу $R_э$, другая часть перетекает по раствору на центральный электрод A_0 (эквивалентное сопротивление R_0). Эта часть, находясь в противофазе к току i_1, создает на первичной обмотке трансформатора падение напряжения обратного знака, уменьшая сигнал разбаланса до величины, близкой к нулю.

Изменение сопротивлений пласта и вмещающих пород, вызывая изменение распределения составляющих тока сравнения, влечет за собой соответствующее изменение тока выходного каскада, при котором соблюдается равенство токов i_1 и i_2. Таким

Таблица XII.6

Наземная аппаратура ЭК

Марка	Наименование и назначение	Размеры, мм	Масса, кг
ИПЧМ, ИПЧМ-2	Унифицированные измерительные пульты телеизмерительной системы ЧМ — ЧР	380×260×400	26
ИПЧМ-2А	То же	520×238×370	30
ПЛП	Пульт логарифмического преобразования	380×260×235	18
КСП-1-1	Измерительный блок аппаратуры КСП-1 и КСП-2	380×260×400	15
АБК-3-2	То же, АБК-3	388×298×225	18
ТБК-02	То же, ТБК	424×285×306	9
БКР-2-02	То же, БКР-2	380×260×330	25
БКР-3-02	То же, БКР-3	380×260×380	20
КМБК-3-02	То же. КМБК-3	380×260×330	12
1Р4-1П	Унифицированный измерительный пульт РК. Используется при работе с комплексными приборами ЭК-РК	380×260×400	19
ДРСТ-2-02	Измерительный пульт аппаратуры ДРСТ-1 и ДРСТ-2 Используется при работе с комплексными приборами ЭК-РК	380×260×400	26
Б-1	Блок частотной демодуляции для аппаратуры серии Э	520×118×370	13
Б-2	Блок управления для аппаратуры серии Э	520×158×370	20
Б-4	Блок логарифмических преобразований для аппаратуры серии Э	520×118×370	12
БУ	Блок управления и согласования скважинного прибора с унифицированным измерительным пультом	В зависимости от типа прибора	—

Примечание. Все виды наземной аппаратуры выдают электрические сигналы в аналоговой форме, которые регистрируются фоторегистратором либо самописцем каротажной станции. Регистрация производится в линейном масштабе, за исключением сигналов от ПЛП и Б-4.

образом, ток i_0, образованный суммой двух токов, остается неизменным в заданном диапазоне изменений R_0 и $R_э$ и фокусированным в радиальном направлении.

Коэффициент усиления системы $3 \cdot 10^7$, что обеспечивает требуемое постоянство тока i_0.

Телеизмерительная система ЧМ-ЧР

В аппаратуре ЭК широко используется четырехканальная телеизмерительная система с частотной модуляцией и частотным разделением каналов ЧМ—ЧР (рис. XII.13).

Сигналы от первичных преобразователей скважинного прибора частоты 300—400 Гц поступают на преобразователи *1*, где они преобразуются в частотно-модулированные сигналы с несущими частотами 7,8; 14,0; 25,7; 45 кГц. В наземном пульте сигналы разделяются по каналам полосовыми фильтрами 3, настроенными на 10 % девиации несущей частоты каждого канала. Далее сигнал усиливается и ограничивается по амплитуде усилителем-ограничителем *4*, в результате чего на частотный детектор *5* поступают прямоугольные импульсы постоянной амплитуды, модулированные по частоте информационным сигналом.

Преобразователь частоты (рис. *XII.14*) предназначен для преобразования входного сигнала частоты 300—400 Гц в частотно-модулированный сигнал с девиацией частоты, пропорциональной амплитуде входного сигнала. Преобразователь содержит входной усилитель V1, симметричный мультивибратор V2—V3 и двухзвенный RC-фильтр (*R*8, *C*3, *R*9, *C*4).

К части анодной нагрузки входного усилителя подключены сеточные цепи симметричного мультивибратора. Собственная частота мультивибратора определяется параметрами элементов сеточных цепей (*C*1, *C*2, *R*4, *R*6) и напряжением в точке соединения резисторов *R*2 и *R*3. Заданная частота устанавливается подбором резисторов *R*5, *R*7.

При подаче сигнала на вход преобразователя изменяется напряжение на анодной нагрузке входного усилителя и, следовательно, напряжение питания сеточных цепей мультивибратора. При этом частота импульсов мультивибратора будет изменяться пропорционально входному сигналу, т. е. образуется частотно-модулированный сигнал.

Максимально допустимый входной сигнал 2В (эффективное значение) вызывает девиацию частоты около 10 %. При больших значениях входных сигналов усили-

Таблица XII.7

Аппаратура электрического каротажа обычными зондами и микрозондами

Характеристика	КСП-1/КСП-2	МДО-2	МДО-3
Наименование и назначение аппаратуры	Комплексная аппаратура для метода БКЗ	Микрозонды обычные двухканальные	
Наземная аппаратура	КСП-1-1; ИПЧМ + БУ	КСП-1-1; ИПЧМ + БУ	ИПЧМ + БУ
Наибольший диаметр скважинного прибора, мм:	70		
с малым фонарем	—	100	100
с большим фонарем	—	130	130
Диаметр скважин при использовании:			
малого фонаря	—	140	140
большого фонаря	—	250	250
Рабочая длина скважинного прибора, мм:	19 500		
с малым фонарем	—	7800	14 200
с большим фонарем	—	8000	14 500
Транспортировочная длина частей скважинного прибора, мм	2 700	1400+1630+1870	1700+1300+1870
Длина подвесного зонда, мм	16 800	4800	10 940
Масса скважинного прибора, кг	25/25	71	50,7
Число циклов измерения за один спуск	3	1	1
Наибольшее число одновременно регистрируемых параметров	3	2	2
Комплекс геофизических методов	Стандартный каротаж БКЗ; ПС; резистивиметр	ПМЗ; ГМЗ	
Используемые зонды:			
1	A8M1N	A0.025M0,025	
2	A4M0,5N	A0,05M	
3	A2M0,5N		
4	N0,5M2A		
5	A1M0,1N		
6	A0,4M0,1N		
7	N6M0,5A		
8	Резистивиметр		
9	10 ПС 6,8 ГЗ		
Частота тока питания зондовых установок, Гц	300	300	300
Пределы измерения, Ом·м·	—	0,2—200	0,1—100
для зондов 1—4	1—5000		
для зондов 5—7	1—1000		
для резистивиметра	0,01—20		
Основная относительная погрешность измерения, %	5	10	10
Нестабильность нулевого уровня, %	0,1	0,1	0,1
Система передачи информации	ЧМ — ЧР	ЧМ — ЧР	ЧМ — ЧР
Несущие частоты, кГц	7,8; 14; 25,7	7,8; 14	7,8; 14
Эквивалентная величина стандарт-сигнала, Ом·м			
для зондов 1—7	40; 200	—	—
для ПМЗ	—	40	4
для ГМЗ	—	28	2,8
Наибольшая длина каротажного кабеля, м	6000	5000	5000
Допустимая температура среды, окружающей скважинный прибор, К	423/453	358	423

Продолжение табл. XII.7

Характеристика	КСП-1/КСП-2	МДО-2	МДО-3
Допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	100	80	100
Тип прижимного устройства	—	Рессорное неуправляемое	

Примечание. Все приборы работают с одножильным либо трехжильным кабелем: снабжены стандартным присоединительным устройством (головкой зонда ГЗ); их наземные приборы работоспособны в интервале температур 263—313 К, допускают наибольшее время непрерывной работы 8 ч. Измерения производятся при сопротивлении промывочной жидкости не менее 0,2 Ом·м.

тель переходит в режим ограничения. Усилитель V1 имеет два входа: чувствительный и грубый (через сопротивление $R1$). Они коммутируются в зависимости от диапазона уровней входного сигнала от первичного преобразователя.

Частотно-модулированный сигнал с анода лампы V3 поступает на фильтр нижних частот, срезающий высокочастотные составляющие спектра импульсов мультивибратора, а затем подается на суммирующий каскад одновременно с частотно-модулированными сигналами других каналов. Суммарный ЧМ-сигнал поступает по кабелю в наземную аппаратуру. В частотном детекторе *5* (см. рис. XII.13) импульсы преобразуются в напряжение, пропорциональное частоте их следования.

На фильтре нижних частот *6* выделяется переменная составляющая этого напряжения с амплитудой, пропорциональной девиации частоты, т. е. амплитуде информационного сигнала на входе преобразователя частоты. Выделенный сигнал частоты 300—400 Гц усиливается усилителем *7* и детектируется фазовым детектором *8*, опорное напряжение на который поступает от фазовращателя *10*.

Если скважинный прибор питается переменным током или комбинированным способом (см. рис. XII.10), источником опорного напряжения является сопротивление *2* цепи переменного тока в наземной панели. При питании постоянным током источником опорного напряжения является генератор 400 Гц в скважинном приборе *9*. В последнем случае сигнал опорного напряжения передается через суммирующий выходной каскад по кабелю в наземную панель, где он выделяется фильтром, усиливается и подается на фазовращатели всех каналов.

Продетектированный сигнал через цепи компенсации нулевого уровня и регулировки напряжения на выходе *9* (см. рис. XII.13) поступает на фоторегистратор.

Наземная часть телеизмерительной системы ЧМ—ЧР оформлена в виде сменной панели каротажной станции стандартных размеров, получившей шифр ИПЧМ. Для проектируемых каротажных станций разработан пульт ИПЧМ-2А, собранный на конструктивах УТК, отличающийся от сменной панели по размерам и компоновке. В каждом канале пульта имеются органы регулировки фазы опорного напряжения фазового детектора, компенсации нулевого уровня, величины выходного сигнала, а также стрелочный прибор для контроля выходного сигнала.

В пульте предусмотрен отсек с разъемами для установки сменного блока управления (БУ).

Пульт ИПЧМ-2 является усовершенствованной модификацией пульта ИПЧМ. Отличается улучшенными метрологическими характеристиками, бо́льшей величиной выходного сигнала, наличием имитатора ЧМ-сигналов для контроля и настройки пульта, широким использованием интегральных микросхем и улучшенным оформлением.

Основные метрологические характеристики ИПЧМ и ИПЧМ-2:

	ИПЧМ	ИПЧМ-2
Диапазон входных ЧМ-сигналов, мВ	20—250	15—500
Динамический диапазон измерительного преобразования	1000	1000
Основная погрешность преобразования, %	3	3
Выходной сигнал на верхнем пределе измерения, мВ	500	1000

В состав пульта ИПЧМ-2 с 1978 г. включен универсальный блок управления, обеспечивающий сопряжение с пультом следующих скважинных приборов: КСП, СКП, МДО-2, АИК-4, МДО-3, БКС-1, БКС-2, МБК, БИК-2, АИК-3, АИКМ, АБКТ.

Перечень современной аппаратуры электрического каротажа приведен в табл. XII.5, а используемая с ней наземная аппаратура — в табл. XII.6.

Таблица XII.8

Аппаратура БК, БМК и комплексная аппаратура на основе БК

Характеристика	АБК-3	ТБК	АБКТ	Э1/Э4	Э7	БКС-2
Наземная аппаратура	АБК-3-2	ТБК-2	ИПЧМ + БУ + ПЛП	Б1 + Б2 + Б4		ИПЧМ + БУ
Наибольший диаметр скважинного прибора, мм	70	70	73	70/73	54	121
Рабочая длина скважинного прибора, м	33,1	33,1	28,0	20,1	20,1	34
Транспортировочная длина скважинного прибора, мм	3350	3200	3024	3200	3200	2000+3420+1280
Длина подвесного зонда, м	30	30	25	17	17	26,5
Масса скважинного прибора, кг	128	124	96	80	55	221,0
Число циклов измерения за один спуск	1	1	5	4	2	2
Наибольшее число одновременно регистрируемых параметров	1	2	3	4	4	2
Наибольшее допустимое время непрерывной работы, ч	8	8	8	8 (при максимальной температуре — 2 ч)	8	6
Комплекс геофизических методов	БК-3	БК-3+ПС	БК-3+ПС+ +БКЗ+ПС	БК-3+ПС+ +3КС		$БК_6+БК_м$
Корпусной зонд (башмак)	$A_э1,6A_0,15$	$A_э1,6A_0,15$	$A_э1,5A_0,15$	$A_э1,5A_0,15$	$A_э1,5A_0,15$	LA4,2д6
Подвесной зонд	—	—	N0,5M2A, A2M0,5N, N6M0,5A	A0,4M0,1N, A1M0,1N, A2M0,5N, A4M0,5N, N11M0,5A	A81M1N	LB5A1,2g1 13N13B (ГЗ)
Частота тока питания зондовых установок, Гц	500		400	Резистивиметр ~4,5ПС2ГЗ ~15N10B (ГЗ) 300		400
Пределы измерения БК (БМК), Ом·м	0,5—3000	0,2—2000	0,5—5000	1—10 000		0,2—2500
Основная относительная погрешность измерения:						
БК (БМК), %	10	10	10	10	10	10
БКЗ, %	—	—	—	—	—	—
ДС, мм	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. XII.8

Характеристика	АБК-3	ТБК	АБКТ	Э1/Э4	Э7	БКС-2
Отношение тока экранного электрода к току центрального, при котором сохраняется допустимая относительная погрешность измерения	—	—	5000	2000		4000
Отношение $\rho_к/\rho_с$, при котором сохраняется основная относительная погрешность измерения	—	—	—	—	—	—
Наименьшее допустимое удельное сопротивление промывочной жидкости, Ом·м	0,5	0,5	0,03	0,03	0,03	0,05
Система передачи информации	АМ			ЧМ — ЧР		
Эквивалентная величина стандарт-сигнала, Ом·м:						
БК	—	—	—	—	—	40; 1000
БКЗ (КС, МК)	—	—	40, 200	—	—	—
Наибольшая длина каротажного кабеля, м	3000	4000		7000		6000
Допустимая температура окружающей среды, К:						
для скважинного прибора	273—373	273—473	273—423	273—473 / 273—523	273—473	268—423
для наземных приборов	273—315			273—323		283—318
Наибольшее допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	50	100	98	120/150	150	100
Тип прижимного устройства	—	—	—	—	—	—
Тип присоединительного устройства	Стандартная головка зонда					

Продолжение табл. XII.8

Характеристика	БКР-2	БКР-3	КМБК-3М	МБК	МБКУ	Э2
Наземная аппаратура	БКР2-02+ +ДРСТ-2-2	БКР-3+1РЧ-1П	КМБК-3-02	ИПЧМ+БУ		Б1+Б2+Б4
Наибольший диаметр скважинного прибора, мм	50	50	150	150	130	100
Рабочая длина скважинного прибора, м	33,4	4,5	3,2	4,5	4,5	3,4
Транспортировочная длина скважинного прибора, мм	3400	3270+1320	3195	2320+2330	2800+1700	3400
Длина подвесного зонда, м	30,0	—	—	—	—	—
Масса скважинного прибора. кг	57	40	54	95	98,6	86
Число циклов измерения за один спуск	1	1	1	1	1	2
Наибольшее число одновременно регистрируемых параметров	3	4		2		3
Наибольшее допустимое время непрерывной работы, ч	6	8	6	8	8	8
Комплекс геофизических методов	БК-3+ГК+ГГК	БК+БК-3+ГК+ +ГГК		БМК+ДС		БМК+ПМК+ +ГМК ДС
Корпусной зонд (башмак)	$A_э1{,}8A_0{,}02$	$A_э1{,}4A_0{,}02$ $0{,}45N0{,}45B$ (ГЗ)		A_0—$A_э$		Башмак A_0—$A_э$+ + башмак $A_0{,}025M0{,}025N$
Подвесной зонд	15N15B (ГЗ)	—	—	—	—	—
Частота тока питания зондовых установок, Гц	500		400	400	400	300
Пределы измерения БК (БМК), Ом·м	10—10 000	0,5—10 000		0,2—200		0,2—2000
Основная относительная погрешность измерения:						
БК (БМК), %	10	10	10	10	10	10
БКЗ, %	—	—	—	—	—	См. табл. XII.7
ДС, мм	—	—	±25	±20	±17	±5
Отношение тока экранного электрода к току центрального, при котором сохраняется допустимая относительная погрешность измерения	5000		—	—	—	—
Отношение $\rho_к/\rho_с$, при котором сохраняется основная относительная погрешность измерения	—	—	400	1000	1000	—
Наименьшее допустимое удельное сопротивление промывочной жидкости, Ом·м	0,5	0,5	0,05		0,03	—

Продолжение табл. XII.8

Характеристика	КМБК-3М	МБК	МБКУ	Э2	БКР-2	БКР-3
	АМ	ЧМ — ЧР			ЧМ — ЧР	
Система передачи информации						
Эквивалентная величина стандартсигнала, Ом·м:						
БК	30	30	30	—	400; 2000	30; 400; 2000
БКЗ (КС, МК)	—	—	—	—	—	—
Наибольшая длина каротажного кабеля, м	5000		6000		2000	3000
Допустимая температура окружающей среды, К:						
для скважинного прибора	263—393	263—423	263—358	273—473	258—323	263—323
для наземных приборов		263—323		273—323	283—318	
Наибольшее допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	58,8	98		100	30	25
Тип прижимного устройства	Рессорное	неуправляемое	Рычажное управляемое		—	—
Тип присоединительного устройства	Стандартная головка прибора				Стандартная головка зонда	

Примечание. Примеры обозначения зондов: $A_0 1{,}6A_0 0{,}15$ — трехэлектродный зонд бокового каротажа БК-3 с длиной экранного электрода 1,6 м и центрального — 0,15 м; A_0 — A_0 — башмак двухэлектродного бокового микрокаротажа; 4,5ПС2 1,5ГЗ — зонд ПС, в котором электрод находится на расстоянии 4,5 м от головки прибора и 2,1,5 м от головки зонда (кабельного наконечника); 15N10B (ГЗ) — подвесной зонд, на котором расположен электрод N на расстоянии 15 м от головки прибора и токовый электрод B, которым служит головка зонда.

Таблица XII.9

Аппаратура индукционного каротажа

Характеристика	АИК-3	АИК-4	АИК-М	БИК-1	ПИК-1М	РИС-42
Наземная аппаратура	ИПЧМ+БУ				Панель ПИК-1М	Панель РИС-42
Наибольший диаметр скважинного прибора, мм	102	102	73	102	70	42
Рабочая длина скважинного прибора, мм	4500	6600	5300	5850	3120	970
Транспортировочная длина скважинного прибора, мм	1415+3140	3430+3270	2120+3250	2660+3140	3120	970
Длина подвесного зонда, мм	8356	24900 (18900)	—	28000	—	—
Масса скважинного прибора, кг	165	140	72	182	43	5
Число циклов измерений за один спуск:						
на одножильном кабеле	1	5	1	1	1	—
на трехжильном кабеле	1	4	—	—	—	1
Наибольшее число одновременно регистрируемых параметров:						
с одножильным кабелем	2	3	1	3	1	1
с трехжильным кабелем	3	4	—	—	—	1
Комплекс геофизических методов	ИК, КС, ПС	ИК, БКЗ, ПС, Рез.	ИК	ИК, БК	ИК	Измерение проводимости промывочной жидкости
Корпусный зонд	6Ф1	8И1,4	6Ф1	6Ф1, БК-3	4И1,0	—
Подвесной зонд	А0,5М0,1	А0,4М0,1N, А1,0М0,1N, А2,0М0,5N, А4,0М0,5N, А8,0М1,0N, N0,5М2,0А, N6,0М0,5А, резистивиметр, ПС	—	—	—	—
Частота тока питания зондовых установок:						
ИК, кГц	50	20	50	50	20	100
КС, Гц	400	300	—	400	—	—
Пределы измерения:						
ИК, мСм/м	10—1500	10—2000	10—1500	10—1500	10—2500	0,1—30
КС, Ом·м	0; 5—100	0,2—5000	—	0,2—4000	—	—
Основная относительная погреш-						

Продолжение табл. XII.9

Характеристика	АИК-3	АИК-4	АИК-М	БИК-1	ПИК-1М	РИС-42
ность измерения, %:						
ИК	10	5	5	10	5	5
КС	5	5	—	7	—	—
Наименьшее допустимое удельное сопротивление промывочной жидкости, Ом·м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Система передачи информации	ЧМ — РМ				Частотно-импульсная	
Эквивалентная величина стандарт-сигнала:						
ИК, мСм/м	250	300	300	300	—	—
КС, Ом·м	40	40, 200; 200, 1000; 1000, 5000; 4; 20	—	5; 500	—	—
Наибольшая длина каротажного кабеля, м	6000	6000	7000	6000	5000	35 000
Допустимая температура окружающей среды, К:						
для скважинного прибора	263—423	263—423	263—423	263—393	263—393	263—373
для наземных приборов	263—318	263—318	263—318	263—318	263—318	263—313
Наибольшее допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	100	100	100	80	60	30
Тип присоединительного устройства	Стандартная головка зонда		Стандартная головка прибора	Стандартная головка зонда	Стандартная головка прибора	

Примечание. Все виды аппаратуры работают на одножильном либо трехжильном каротажном кабеле. В последнем случае аппаратура АИК-3 и АИК-4 позволяет одновременно регистрировать диаграмму ПС. Допустимое время непрерывной работы скважинных приборов — 8 ч.

§ 54. АППАРАТУРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ОБЫЧНЫМИ ЗОНДАМИ И МИКРОЗОНДАМИ

Предназначена для проведения стандартного каротажа, бокового каротажного зондирования и микрокаротажа. Аппаратура (табл. XII.7) рассчитана на измерения обычными зондами и трехэлектродным микрозондом.

§ 55. АППАРАТУРА БОКОВОГО КАРОТАЖА И БОКОВОГО МИКРОКАРОТАЖА

Применяется в условиях сильно минерализованных промывочных жидкостей при больших отношениях $\rho_п/\rho_с$ (табл. XII.8).

Комплексируется с аппаратурой других видов измерений (КС, ИК, Кав и пр.). Комплексные измерения, как правило, проводят путем переключения группы зондов в интервале измерения для исключения влияния полей различных зондов друг на друга.

§ 56. АППАРАТУРА ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

Аппаратура ИК (табл. XII.9) предназначена для определения кажущейся удельной проводимости горных пород. Применяется в условиях низкоомных разрезов и слабопроводящих промывочных жидкостей.

Таблица XII.10

Параметрический ряд комплексной аппаратуры ЭК

Комплексный прибор	Комплекс	Наибольшая рабочая температура, К	Баростойкость, МПа	Число жил кабеля	Общие параметры: Диаметр кабель-наконечника, мм	Общие параметры: Длина кабеля, м	Общие параметры: Наибольший поперечный размер, мм: Для скважин диаметром более 190 мм	Общие параметры: Наибольший поперечный размер, мм: Для скважин малого диаметра
К-1	БКЗ+рез+БК+ +ПС+ГК+2Кав	393; 423* / 473	100* / 150	1; 3; 7 / 1; 3	60	7500	90	73
К-2	ИК+ПС+КС (ПЗ)	393; 423 / 473	100 / 150	1; 3; 7 / 1; 3	60	7500	100	73
К-3	2ИК+$БК_м$	393; 423 / 473	100 / 150	1; 3; 7 / 1; 3	60	7500	100	73
К-4	2КС+ПС+2Кав	393; 423 / 473	100 / 150	1; 3; 7 / 1; 3	60	7500	90	73
К-5	2БК+ПС+ГК	393; 423 / 473	100 / 150	1; 3; 7 / 1; 3	60	7500	100	73
К-6	2МК+2БМК+ПС+ +Кав	393; 423 / 473	100 / 150	1; 3; 7 / 1; 3	60	7500	140	90

* В числителе даны параметры группы А; в знаменателе группы Б.

Снабжается дополнительно обычным или боковым зондом КС. Применяется также комплексирование аппаратуры ИК с зондом БКЗ. Измерения указанными сочетаниями зондов производятся либо одновременно, либо путем переключения зондов в интервале измерения.

§ 57. КОМПЛЕКСНАЯ АППАРАТУРА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Составными частями комплексной аппаратуры являются: комплект зондов и датчиков, воспринимающих изменения геофизических параметров и преобразующих их в электрическую величину, пригодную для передачи по каналам телеизмерительной системы; многоканальная телеизмерительная система с широким динамическим диапазоном; источники и блоки питания скважинных и надемных приборов, элементы управления.

Утвержден параметрический ряд комплексной аппаратуры ЭК, которому должны соответствовать все вновь разрабатываемые приборы (табл. XII.10). Он включает шесть комплексных приборов, каждый из которых предназначен для измерений в определенных геолого-геофизических условиях:

К-1 — прибор для детального и стандартного электрического каротажа скважин с пресной и соленой промывочной жидкостью;

К-2 — прибор электрического каротажа скважин с пресной и непроводящей промывочной жидкостью для случая, когда в комплекс исследования скважин входит БКЗ;

К-3 — прибор электрического каротажа скважин с пресной промывочной жидкостью для случая, когда в комплекс исследования не входит БКЗ;

К-4 — прибор стандартного каротажа и кавернометрии для случая, когда в комплекс исследований не входит БКЗ;

К-5 — прибор электрического каротажа скважин с соленой промывочной жидкостью, для случая, когда в комплекс исследований не входит БКЗ;

К-6 — прибор микрокаротажа.

Глава XIII

АППАРАТУРА АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

§ 58. ТИПЫ И МОДИФИКАЦИИ АППАРАТУРЫ

При АК скважин используют аппаратуру на головных и отраженных волнах и на шумовых полях [47]. Аппаратура состоит из глубинного прибора и наземных панелей.

Глубинные приборы различают по количеству и типу установленных в них

Таблица XIII.1

Методические и метрологические характеристики аппаратуры АК

Марка	Наименование	Назначение	Измеряемые величины	Пределы измерений скорости и затухания	Основная относительная погрешность δ, %	Частота излучателя, кГц	Зонд	Примечание
СПАК-2м	Скважинный прибор акустического каротажа комплексная аппаратура)	Каротаж необсаженных скважин диаметром от 127 до 305 мм, глубиной до 4800 м	t_1, t_2, Δt, A_1, A_2, $\alpha=\lg(A_1/A_2)$	2000—7000 м/с 0—30 дБ	$\delta\Delta t=1$ $\delta A_1A_2=5\div 50$	25	И0,5И1,5П	$\delta\Delta t$, δA — погрешности только наземной панели
СПАК-4	То же	Каротаж необсаженных скважин диаметром от 127 до 305 мм, глубиной до 7000 м	t_1, t_2, Δt, A_1, A_2, α	2000—7000 м/с при использовании кабеля КТБФ-6 3000—7000 м/с при использовании кабеля КОБДФ-6 0—30 дБ	$\delta\Delta t=1{,}5$ δA_1, $\delta A_2=10$	25	$И_20{,}5И_12{,}0П$	Аппаратура рассчитана на одножильный кабель. $\delta\Delta t$, δA — погрешности только наземной панели
СПАК-4м	»	То же, что СПАК-4 и оценка качества цементирования	t_1, t_2, Δt, A_1, A_2, α	2000—7000 м/с 36 дБ	$\delta\Delta t=1$ $\delta\Delta A_1=5$	25	$И_20{,}5И_11{,}5П$	Прибор работает в комплекте с универсальной измерительной панелью АНК-1. $\delta\Delta t$, δA — погрешности только наземной панели
АКЦ-1	Акустический цементомер	Оценка качества цементирования скважин диаметром от 127 до 307 мм глубиной до 4500 м	$t_п$, $A_к$, $A^*_п$	350—1600 мкс 0—30 дБ	Индикационные кривые	28	И2,8П	
АКЦ-4	То же	Оценка качества цементирования скважин диаметром от 127 до 305 мм, глубиной до 6000 м	$t_п$, $A_к$, $A_п$	400—1500 мкс 0—30 дБ	Индикационные кривые	28	И2,8П	Прибор работает с панелью АНК-1
АКН-1	Прибор акустического каротажа низкочастотного (широкополосного)	Акустический каротаж обсаженных и необсаженных скважин диаметром 125—305 мм, глубиной 5000 м Непрерывная оценка качества цементирования	С низкочастотным (НЧ) и высокочастотным (ВЧ) зондами t_1, t_2, Δt и A_1, A_2, α Запись ФКД по обоим каналам	2000—7000 м/с 0—36 дБ	$\delta\Delta t\leqslant 3$ $\delta\Delta\alpha\leqslant 5$ дБ	12 ± 2 30 ± 4	НЧ зонд, $П3{,}0И_11{,}0И_2$, $П4{,}0И_11{,}0И_2$ ВЧ зонд, $П1{,}5И_10{,}5И_2$	Прибор работает в комплекте с панелью АНК-1 и индикатором ИФКД-1. $\delta\Delta t$, $\delta\Delta\alpha$ — погрешности всего комплекта аппаратуры
ПАРУС-1	Прибор акустического каротажа рудных и угольных скважин	Акустический каротаж скважин глубиной до 2500 м, диаметром 76—120 мм	t_1, t_2, Δ , A_1, A_2, α	1700—8000 м/с 0—30 дБ	$\delta\Delta t\leqslant 3$ $\delta\Delta\alpha\leqslant 1{,}5$ дБ	36	—	Прибор работает в комплекте с панелью АНК-1. $\delta\Delta t$, $\delta\Delta\alpha$ — погрешности только наземной панели
САТ-1	Скважинный акустический телевизор	Получение изображения стенок обсаженных и необсаженных скважин диаметром 125—305 мм, глубиной до 4500 м	Акустическая фотография стенок скважин	Разрешающая способность 4 мм	Индикационная характеристика	1500	И, П совмещены	

Таблица XIII. 2

Эксплуатационные характеристики аппаратуры АК

Марка	Блоки, шт.	Размеры, мм	Масса, кг	Тип и предельная длина кабеля, м	Предельная температура, К (давление, МПА)
СПАК-2м	Наземная панель — 2 Глубинный прибор — 2	285×406×424 Длина — 4460 Диаметр — 80	14 50	КТБФ-6, 5000	393 (60)
СПАК-4	Наземная панель — 2	285×424×476	21	КОБДФ-6 или КТБФ-6, 7500	423 (термостойкий вариант)
	Глубинный прибор	Длина — 5300 Диаметр — 80	95		473 (термостойкий вариант)
СПАК-4м	Наземная панель АНК-1	Блок питания 260×380×340 Измерительная панель 260×380×440	22 14	КОБДФ-6, 7200	423 (100)
	Глубинный прибор — 2	Длина — 5370 Диаметр — 80	95		
АКН-1	Наземная панель АНК-1, блок ИФКД-1	Блок питания 260×380×340 Измерительная панель 260×380×440	22 14	КТБФ-6, 5500	393 (80)
	Глубинный прибор — 2	Длина — 9300 Диаметр — 100	150		
АКЦ-1	Наземная панель Глубинный прибор	285×424×476 Длина — 3000 Диаметр — 80	20 70	КТБФ-6, 5000	393 (60)
АКЦ-4	Наземная панель	44×380×260	17,5	КОБДФ-6, 6500	423 (100) 473 (термостойкий вариант)
	Глубинный прибор	Длина — 3280 Диаметр — 80	55		
ПАРУС-1	Наземная панель — 2 Глубинный прибор	285×406×424 Длина — 3100 Диаметр — 60	22 —	КТБФ-6, 3000	343 (26)
САТ-1	Наземная панель Глубинный прибор	285×40×424 Диаметр — 80	— —	КТБФ-6, 5000	393 (60)

Примечание. Все приборы применяются в скважинах диаметром от 127 до 305 мм и не применяются в скважинах с разгазированным раствором. Питание осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В ± 10 % и частотой $50 \pm \frac{1}{2}$ Гц.

Таблица XIII.3

Регистрирующие устройства АК

Прибор	Назначение	Измеряемые величины	Пределы измерения, мс	Длительность задержек развертки, мс	Погрешность измерения параметра, %	Масштаб регистрации по глубине	Способ записи информации
АНК-1 комплексная наземная аппаратура акустического каротажа	Аналоговая обработка и измерение характеристики акустических сигналов при работе в комплексе с глубинными приборами АКН-1, АКЦ-4, СПАК-4М	Аналоговые кривые t_1, t_2, α, A_1, A_2, Δt, $A_к$, $A_п$, $t_{цк}$	0,05—0,3; 0,1—0,6*	—	$\delta \Delta t \leqslant 1$ $\delta \Delta \alpha \leqslant 5$	—	Запись аналоговых кривых с помощью шлейфового осциллографа на каротажную бумагу
АКР-1 автоматический кинорегистратор сигналов акустического каротажа	Регистрация волновых картин АК в комплексе со СПАК-2м, СПАК-4, СПАК-4м, АКЦ-4, АКН-1	С волновых картин снимают значения t_1, t_2, Δt, A_1, A_2, α для основных типов волн	0,2—2; 1,5—5**	Плавная регулировка	$\delta \Delta t < 1$ $\delta \Delta \tau \leqslant 5$	Шаг регистрации 0,25; 0,5; 1,0 м	Фотографирование на кинопленку волновых картин с экрана ЭЛТ с помощью кинокамеры
ИФКД-1 индикатор фазокорреляционных диаграмм	Индикация фазокорреляционных диаграмм в комплекте со СПАК-2м, АКН-1, АКЦ-4, СПАК-4, СПАК-4м	С фазокорреляционных диаграмм снимают значения t для основных типов волн	0,5; 1; 2; 4; 8; 16*	0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 2,0	$\delta \Delta t \leqslant 5$	1 : 50; 1 : 100; 1 : 200; 1 : 500	Фотографирование ФКД с экрана ЭЛТ на фотобумагу, протягиваемую в каротажном осциллографе

* Δt, t_1, t_2.
** Длительность разверток.

Таблица XIII.4

Типы излучателей и приемников упругих волн

Тип	Фронт волны в однородной среде	Диапазон частот в условиях скважин, кГц	Принцип действия	Марка аппаратуры	Использование	Недостатки	Коэффициент полезного действия
Электрогидравлический	Сферический	0,5—50	Электрический разряд высокого напряжения (10—20 кВ) в непроводящей жидкости (типа глицерина)	—	Излучатель	Эффективность излучателя падает с возрастанием гидростатического давления. Относительно невысокая стабильность импульсов. Относительно низкий электроакустический к. п. д., при работе в жидкости	0,1
Электродинамический (токовихревой)	Плоский, сферический, цилиндрический	3—40	Отталкивание металлической мембраны от катушки с индуктивности при пропускании по ней тока	—	»	Сложность управления формой импульса. Необходимость большой гидродинамической мощности	0,2—0,5
Гидроакустический (гидродинамический)	Сферический	0,5—5	Прерывание струи жидкости в акустической сирене	—	»	Невозможность применения на высоких ультразвуковых частотах	0,1—0,4
Магнитострикционный	Плоский, сферический, цилиндрический	0,5—80	Магнитострикционный эффект	СПАК-2м, СПАК-4, СПАК-4м, АКН-1, ПАРУС-1, АКЦ-4 АКЦ-1	Излучатель и приемник Приемник		0,4—0,5
Пьезокерамический	Плоский, сферический, цилиндрический	$5—3 \cdot 10^3$	Пьезоэлектрический эффект	СПАК-2м, СПАК-4, СПАК-4м, АКН-1, АКЦ-4, ПАРУС-1 САТ-1	Излучатель и приемник		0,6—0,7

Таблица XIII.5

Характеристики основных магнитострикционных материалов

Материал	Плотность, г/см³	Магнитострикция насыщения, $\delta_s \cdot 10^6$	Скорость $v \cdot 10^{-3}$, м/с	Магнитострикционная постоянная $\lambda \cdot 10^{-7}$, Н/(м²·Тл)	Точка Кюри, К
Феррит Ф-21	5,2	—26	5,8	2,1	863
Никель	8,8	—(30—40)	4,7	1,7—2,0	633
Пермендюр К49Ф2	8,2	+70	5,2	1,1—1,2	1153*
Альфер Ю-14	6,7	+40	4,8	0,4—1	773

* Используется в излучателях серийной аппаратуры.

электроакустических преобразователей (двухэлементные — один излучатель и один приемник, трехэлементные — два излучателя и один приемник или наоборот), частотному диапазону применяемых преобразователей (широкополосные, узкополосные), размерам: (для нефтяных и для рудных скважин) и по термо-баростойкости (табл. XIII.1 и XIII.2).

Измерительные панели различают по числу измеряемых параметров, способу их вычисления, пределам измерения, а также по способу регистрации (гальванометры, электронно-лучевые трубки и т. п.). Выпускают серийно индикаторные и регистрирующие устройства всего акустического сигнала (ИФКД-1 и АКР-1), разработаны также устройства магнитной регистрации, предназначенные для работы с аппаратурой АК любого типа (табл. XIII.3).

Действие аппаратуры АК основано на следующем [19, 47]. По команде, поданной от блока управления и синхронизации, электрический импульс дают на вход излучателя и с его выхода акустический импульс излучается в исследуемую среду. Часть энергии акустического импульса, прошедшая через горные породы, поступает в приемник, вновь преобразуется в электрический импульс, усиливается и передается по каротажному кабелю на наземные измерительные панели. В них производится измерение отдельных параметров упругих волн (Δt, t_1, t_2, A_1, A_2, α). а на регистраторе всего акустического сигнала — запись волновых картин на оптический или магнитный носитель.

Узкополосные модификации аппаратуры СПАК-2м, СПАК-4м применяют для изучения разрезов необсаженных скважин; широкополосная модификация АКН-1 — для изучения разрезов как обсаженных, так и не обсаженных скважин.

Аппаратура АК наряду с излучателями и приемниками содержит следующие элементы: акустические изоляторы, предназначенные для подавления энергии упругой волны, распространяющейся непосредственно по корпусу глубинного прибора; электронные и электрические узлы и цепи, предназначенные для синхронизации, генерирования, усиления, регистрации и первичной обработки поступающих из скважины электрических сигналов; защитный корпус для размещения электрических и электронных схем; центраторы.

Таблица XIII.6

Характеристики основных пьезокерамических материалов

Керамика	Плотность, г/см³	Диэлектрическая проницаемость, Ф/м	Скорость звука $v \cdot 10^{-3}$, м/с	Пьезомодуль $d \cdot 10^{12}$, Кл/Н	Модуль Юнга $E \cdot 10^{10}$, Па	Точка Кюри, К	Резонансная частота при толщине преобразователя 1 мм, мГц
Титанат бария	5,3	1350	4,4		103	393	2,25
Цирконат титаната свинца (ЦТС)	7,8	1100	2,9	200	65	603	2,1*
Ниобат свинца бария	6,0	1600	3,9	67	90	533	2,4

* Используется в приемниках серийной аппаратуры.

§ 59. ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ ГЛУБИННЫХ ПРИБОРОВ

Излучатели упругих волн

Сведения об излучателях приведены в табл. XIII.4. Преимущественно при АК используются колеблющиеся по радиусу цилиндры из магнитострикционных или пьезокерамических материалов (табл. XIII.5 и XIII.6). Эти излучатели относятся к классу электроакустических.

При АК основными параметрами излучателей являются удельная акустическая мощность, или интенсивность, электроакустический коэффициент полезного действия, диаграмма направленности, амплитудный и фазовый спектры генерируемых импульсов и волновое сопротивление излучателя.

Удельная акустическая мощность, или сила звука (в Вт/м²)

$$I = 0{,}5\delta v\omega^2 A^2,$$

где δ — плотность среды в кг/м³; v — скорость распространения упругих волн в м/с; A — амплитуда смещения колеблющейся поверхности излучателя в м; ω — циклическая частота, равная $2\pi f$, в $с^{-1}$.

Энергетические свойства излучателя принято характеризовать величиной звукового давления p, создаваемого им в безграничной водной среде или в заглушенном (не дающем отражений) бассейне в точке, удаленной от излучателя на 1 м. Величина p измеряется в паскалях с помощью калиброванного звукоприемника давления (гидрофона).

Между I и p существует связь:

$$p = \sqrt{I\delta v}.$$

Современные излучатели аппаратуры АК развивают звуковое давление 5—20 кПа.

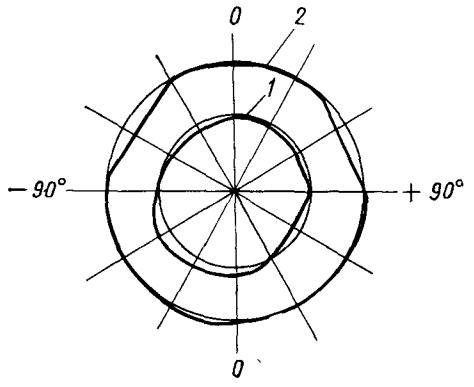


Рис. XIII.1. Горизонтальная диаграмма направленности излучателя аппаратуры АКН-1:

1 — по первому экстремуму, *2* — по второму экстремуму

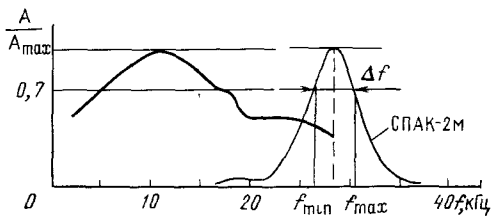


Рис. XIII.2. Амплитудные спектры излучателей аппаратуры АКН-1 и СПАК-2м

Электроакустический коэффициент полезного действия $k_{э.а}$ (в %) показывает, какая часть поданной на вход излучателя электрической энергии $E_э$ преобразуется на его выходе в акустическую энергию $E_а$

$$k_{э.\,а} = E_а\,100/E_э.$$

При этом вначале электрическая энергия преобразуется в механическую с к. п. д.$=k_{э.м}$, а затем механическая энергия — в акустическую с к. п. д.$=k_{м.а}$. Общий к. п. д. излучателя равен произведению этих величин:

$$k_{э.\,а} = k_{э.\,м}k_{м.\,а}.$$

Диаграмма направленности представляет собой график изменения p вокруг излучателя (рис. XIII.1). Для цилиндрических излучателей аппаратуры АК строят две диаграммы направленности — вертикальную и горизонтальную. Первая характеризует изменение давления в плоскости, содержащей ось излучателя; вторая — в перпендикулярной к ней плоскости.

Диаграммы направленности определяют с помощью координатного устройства, позволяющего в заглушенном бассейне перемещать в определенной плоскости калиброванный гидрофон вокруг излучателя. Расстояние между излучателем и гидрофоном должно превышать три длины волн. У ненаправленного излучателя вертикальная и горизонтальная диаграммы направленности имеют вид кругов. При другом их виде излучатель обладает направленностью. При круговой вертикальной диаграмме направленности обеспечивается образование критических углов $\varphi_{кр}$ падения для различных типов упругих волн, при которых в горных породах происходит их полное внутреннее отражение, а в заполняющей скважину жидкости при этом образуется регистрируемая при АК головная волна:

$$\varphi_{кр} = \arcsin v_ж/v_п,$$

где $v_ж$ и $v_п$ — соответственно скорости упругих волн в промывочной жидкости и горной породе.

Критические углы для большинства горных пород находятся в диапазоне 10—80°. При круговой горизонтальной диаграмме направленности обеспечивается максимальная разрешенность упругих волн различных типов за счет равномерного озвучивания стенок скважины.

Степень отклонения реальной диаграммы направленности от круговой (в %) характеризуют величиной коэффициента направленности

$$k_н = \Delta p\,100/p_{ср},$$

где $p_{ср}$ — среднее по диаграмме направленности звуковое давление; Δp — максимальное отклонение звукового давления от его среднего значения.

Для удовлетворительной регистрации амплитуд и затуханий упругих волн в скважинах $k_н$ должен быть не более 15—20 %. Для обеспечения этого необходимо, чтобы высота цилиндрического излучателя и его диаметр были меньше половины длины волны в жидкости, в которой работает излучатель.

Амплитудный и фазовый спектры представляют собой полученные математическим путем (прямое преобразование Фурье) или с помощью специальной аппаратуры (спектроанализаторы) графики изменения амплитуд и фаз различных частотных составляющих упругого импульса в зависимости от их частот (рис. XIII.2). В большинстве случаев спектры колебаний излучателей аппаратуры АК имеют колоколообразный вид. Максимум спектра соответствует так называемой видимой частоте колебания $f_в$. Для цилиндрического излучателя, работающего в режиме собственных колебаний, $f_в$ соответствует частоте собственных колебаний (в кГц)

$$f_с = v/2\pi r_{ср},$$

где v — скорость распространения упругих волн в материале излучателя в м/с; $r_{ср}$ — средний радиус цилиндра в м,

$$r_{ср} = (r_в + r_н)/2,$$

$r_в$, $r_н$ — соответственно его внутренний и наружный радиусы.

Спектр характеризуется шириной, представляющей собой разность частот

$$\Delta f = f_{max} - f_{min},$$

отсчитываемых на уровне 0,7 (или 0,5) максимальной амплитуды спектра (см. рис. XIII.2). В зависимости от Δf излучатели аппаратуры АК условно подразделяются на широкополосные и узкополосные. Широкополосными принято называть излучатели, Δf которых содержит частоты от 3 до 30 кГц, чем обеспечивается образование нужных типов упругих волн в скважинах различных диаметров. Условия образования головных продольных и поперечных волн в скважине определяются выражением

$$f_0 = v_{PS}/\pi r_с,$$

где f_0 — оптимальная частота возбуждения головных продольной и поперечной волн; v_{PS} — скорости распространения этих волн в горной породе, вскрытой скважиной радиусом $r_с$.

Для формирования волны Лэмба в скважине необходимо выполнение условия

$$f_L = v_L/2d_с,$$

где v_L — скорость распространения волны Лэмба.

Необходимая Δf достигается выбором формы и длительности упругого импульса t.

Укорочение упругого импульса, генерируемого излучателем, достигается путем понижения его добротности

$$Q = 2\pi mf/\delta vS = f_в/\Delta f,$$

где m — масса излучателя; S — площадь излучающей поверхности; произведение δvS называется сопротивлением излучения.

Добротность узкополосных излучателей аппаратуры АК больше, а широкополосных меньше единицы.

Низкая добротность широкополосного излучателя аппаратуры АКН-1 ($\approx$0,5) обеспечена за счет уменьшения толщины стенки магнитострикционного цилиндра и частоты f и увеличения высоты h указанного цилиндра.

Укорочения генерируемого излучателем импульса можно также достичь путем его механического или электрического демпфирования.

Волновое сопротивление излучателя Z [в кг/(м²·т)] представляет собой произведение плотности материала излучателя на скорость распространения упругих волн в нем:

$$Z = \delta v.$$

Чем меньше различие волновых сопротивлений излучателя и окружающей его среды, тем он эффективнее работает. С целью согласования волновых сопротивлений на излучателе устанавливают согласующую насадку (в отечественной аппаратуре насадки пока не используются).

Приемники упругих волн

В качестве приемников упругих волн в аппаратуре АК преимущественно используются пьезокерамические цилиндры или сферы. Основными параметрами приемников являются чувствительность, частотная характеристика и диаграмма направленности.

Чувствительностью N (В/Па) приемника называется величина, показывающая, какая э. д. с. (E) развивается на его выходе при воздействии на вход единицы звукового давления p:

$$N = E/p.$$

Величина N лежит в пределах 10—100 мкВ/Па. Получение более высоких чувствительностей не имеет смысла, так как эффективность регистрации полезного

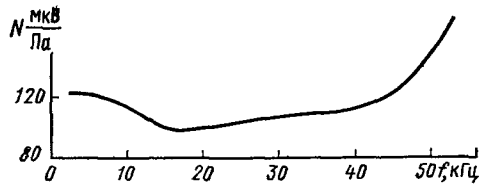


Рис. XIII.3. Частотная характеристика приемника аппаратуры АКН-1

сигнала в конечном счете определяется не величиной N, а отношением сигнал/шум, которое на входе должно быть не менее трех.

Частотная характеристика приемника (рис. XIII.3) представляет собой график зависимости его чувствительности от частоты. Этот график должен быть параллелен оси частот во всем рабочем диапазоне частот, что обеспечивается выбором рабочего участка частотной характеристики в области частот ниже резонансной. Верхняя частота линейного участка $f_в$ выбирается в 1,5—2 раза меньшей резонансной частоты $f_р$. Степень неравномерности частотной характеристики выражается в децибелах относительно среднего значения.

В узкополосной аппаратуре АК регистрируются лишь продольные волны и полоса пропускания ограничена используемыми приемниками и фильтрами в наземной аппаратуре.

Диаграмма направленности узкополосных и широкополосных приемников выбирается сферической для обеспечения равномерного приема головных волн во всем диапазоне критических углов. Такой направленностью обладают приемники, изготовленные в виде пьезокерамических сфер или цилиндров, высота и диаметр которых значительно меньше половины длины волны. В широкополосной аппаратуре АК предпочтение отдается сферическому приемнику, так как сфера, обладая только одной резонансной частотой, обеспечивает минимальное искажение принимаемого сигнала. Пьезокерамические преобразователи имеют преимущества перед магнитострикционными за счет большего к. п. д. и отсутствия явления насыщения, что позволяет получать бо́льшую удельную акустическую мощность. Они могут быть изготовлены любой заданной формы (сфера, цилиндр, пластина). Отсутствие в настоящее время серийно выпускаемых пьезокерамических цилиндров с параметрами, удовлетворяющими требованиям, предъявляемым к излучателям АК, обусловило использование пьезокерамики в аппаратуре АК тлько в качестве приемников (см. табл. XIII.4 и XIII. 6).

Акустические изоляторы

Эти изоляторы предназначены для устранения мешающего проникновения по корпусу прибора к приемнику упругих волн, генерируемых излучателем. Применяются изоляторы двух типов: действующие на принципе временной задержки мешающего сигнала и на принципе его сильного ослабления. К первому типу относятся изоляторы из фторопластовой трубы (высокочастотный зонд аппаратуры ЗОНА-1) или жесткой, обрезиненной металлической спирали, устанавливаемые между приемниками и излучателями. Поскольку скорость распространения упругих волн во фторопласте (v=1340 м/с) меньше скоростей в породах, пришедшая по трубе на приемник прямая волна от излучателя задерживается настолько, что влияет лишь на регистрацию гидроволны, распространяющейся по промывочной жидкости ($v\approx$1600 м/с), или волны Лэмба ($v\approx$1500 м/с). Такой же эффект обеспечивается и спиральным акустическим изолятором. Ко второму типу относятся изоляторы из резины с кордовым наполнителем (низкочастотный зонд аппаратуры ЗОНА-1), из стальной трубы с взаимоперекрывающимися прорезями (аппаратура СПАК-2м, СПАК-4, АКН-1) и из отрезка каротажного кабеля с закрепленными на нем чередующимися стальными и резиновыми дисками (комплексная аппаратура широкополосного АК и двухзондового НК). Методика расчета изоляторов не разработана; необходимая величина ослабления сигнала в них (более 60 дБ) подбирается экспериментально. Изоляторы должны не только разделять излучатели и приемники, но и отделять их от корпуса глубинного прибора. Лучшие результаты дают изоляторы второго типа.

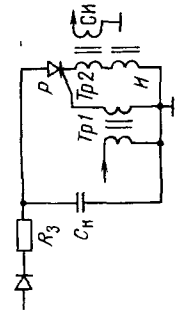
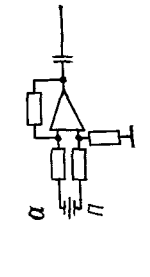
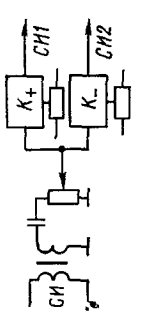
Центраторы глубинных приборов

Центраторы предназначены для получения хорошей разрешенности упругих волн различных типов и уменьшения мешающего влияния акустических шумов, возникающих за счет трения прибора о стенку скважины.

Влияние расцентровки глубинного прибора на разрешенность упругих волн выражается в интерференции волн, идущих к приемнику по различным радиальным направлениям. Влияние минимально, когда смещение прибора с оси скважины Δl не превышает четверти длины волны в промывочной жидкости. Для аппаратуры типа СПАК и АКН Δl соответственно равны 1,25 и 3,7 см. Такая точность центровки обеспечивается центраторами фонарного типа. В настоящее время глубинный прибор АК центрируется также с помощью закрепленной на его корпусе обоймы с радиально расположенными резиновыми стержнями. Такие центраторы удовлетворительно центрируют прибор только в вертикальных скважинах. В наклонных скважинах они лишь предотвращают трение и удары корпуса глубинного

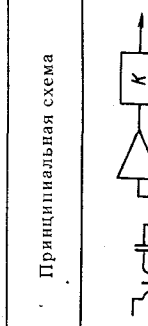
Таблица XIII.7

Характеристики основных электронных узлов аппаратуры АК

Местоположение	Назначение	Название	Принципиальная схема	Основные элементы	Принцип действия
Глубинный прибор	Возбуждение излучателя	Генератор электрических импульсов		Накопитель энергии $C_н$; разрядник P (тиристор); зарядное сопротивление $R_з$; излучатель $П$	Поджиг разрядника P осуществляется от импульса через трансформатор $Tp1$. Импульс синхронизации СИ получают с трансформатора $Tp2$. Заряд емкости накопителя производят от повышающей обмотки трансформатора через выпрямитель и зарядное сопротивление
	Приемник упругих колебаний	Усилитель		Схема присоединения приемника: *а* — симметричное присоединение ко входу операционного усилителя; *б* — типовая ламповая	Усиление электрического напряжения, полученного от приемника
Наземная аппаратура	Синхронизация	Синхронизатор		Пороговые схемы (компараторы) K_+ K_- выделения вступления синхроимпульса с регулировкой порога	Выделение синхроимпульса и формирование из него нормализованного импульса

Продолжение табл. XIII.7

Местоположение	Название	Назначение	Основные элементы	Принцип действия
	Выделитель вступления	Выделение вступления сигнала	Пороговая схема *К* выделения вступления сигнала с регулировкой порога	Выделение и формирование момента вступления сигнала
	Измеритель кинематических характеристик	Измерение кинематических характеристик	Схемы измерения времени с преобразованием время — напряжение, схемами запоминания и суммирования напряжений	Измерение времени между моментом прихода синхроимпульса и моментом прихода вступления сигнала
	Измеритель динамических характеристик	Измерение динамических характеристик	Амплитудный детектор, схема запоминания напряжения, логарифматор	Запоминание наибольшего значения сигнала. Вычисление логарифма отношения двух величин
	Блок питания	Электропитание	—	—



Принципиальная схема

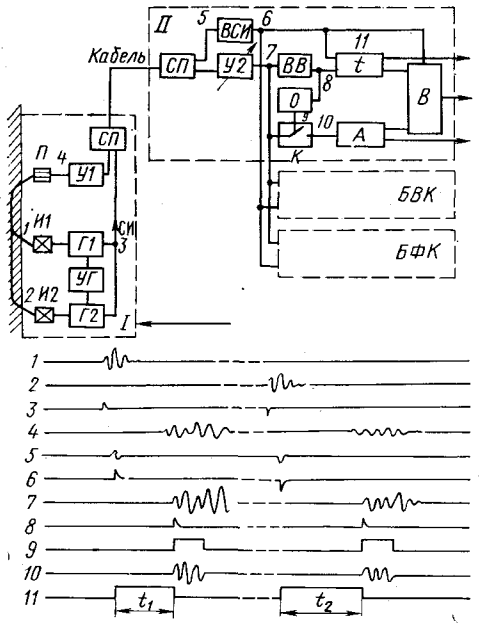


Рис. XIII.4. Обобщенная блок-схема комплекта аппаратуры АК и временные соотношения к ней

прибора о стенку скважины и тем улучшают отношение сигнал/шум.

§ 60. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ УЗЛЫ АППАРАТУРЫ И ПРИНЦИПЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ

Таковыми являются генератор электрических импульсов, усилитель, блок синхронизации, блок выделения вступления сигнала, измерители кинематических (t_1, t_2, Δt) и динамических (A_1, A_2, α) характеристик и блок питания (табл. XIII.7, подробнее см. [47]).

Запись полезной информации при АК производится в следующих формах: 1) непрерывные аналоговые кривые кинематических и динамических характеристик сигналов; 2) фазокорреляционные диаграммы (ФКД), представляющие собой непрерывную запись на каротажную фотобумагу фазовых линий — участков сигналов с одноименными фазами, например экстремумов или нулевых значений; 3) волновые картины (полный сигнал), регистрируемые на фото- или магнитный носитель.

Наиболее распространенной является трехэлементная аппаратура АК. Принцип работы ее (например, СПАК-4м) состоит в следующем (рис. XIII.4).

Излучатели *И1* и *И2* глубинного прибора *1* поочередно излучают акустические импульсы *1*, *2*, возбуждаемые генераторами *Г1* и *Г2*. Частота следования импуль-

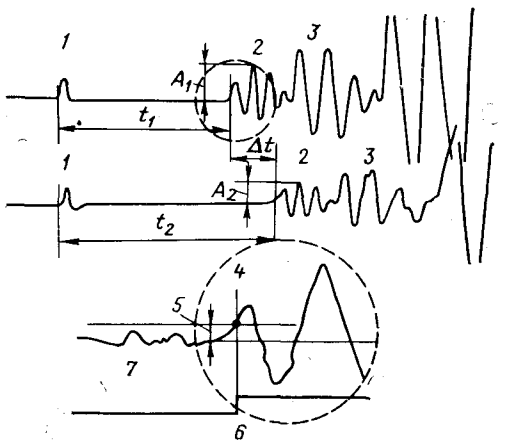


Рис. XIII.5. Измеряемые параметры сигнала на первом и втором каналах.

1 — момент излучения; *2* — группа продольных волн; *3* — группа поперечных волн; *4* — момент выделения первого вступления; *5* — уровень выделения первого вступления; *6* — нормированный сигнал вступления; *7* — помеха

сов определяется управляющим генератором *УГ* и равна 6—12 Гц. В момент начала излучения каждого импульса от генераторов *Г1* и *Г2* через схему присоединения *СП* и кабель в наземную аппаратуру подается сигнал-квитанция, называемый также синхроимпульсом СИ. Сигналы СИ первого и второго излучателей *3* отличаются друг от друга полярностью. Акустические колебания от излучателя, пройдя

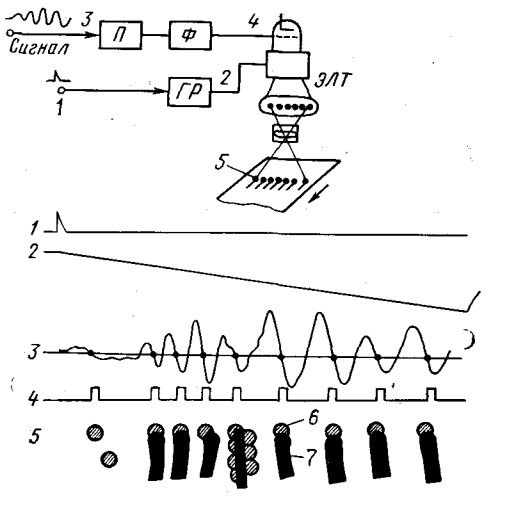


Рис. XIII.6. Упрощенная блок-схема записи фазокорреляционной диаграммы.

П — пороговая схема; *Ф* — формирователь; *ГР* — генератор развертки; сигналы: *1* — синхроимпульс *2* — развертка, *3* — входной, *4* — сформированный сигнал подсвета; *5* — образование ФКД с накоплением; *6* — изображение точки; *7* — место проектирования точки при записи предыдущего сигнала

через исследуемую среду, воспринимаются приемником *П* и преобразуются в электрические колебания *4*, подаваемые на усилитель *У1*. После усиления сигнал через схему присоединения подается в кабель. В наземной панели *11* синхроимпульс *5*, пройдя через схему присоединения СП, попадает в блок выделения синхроимпульса *ВСИ*. На его выходе получается нормализованный импульс момента излучения *6*, используемый для начала отсчета времени *t* и для запуска внешних блоков, связанных с измерением времени, — блоков записи фазокорреляционных диаграмм *БФК* и волновых картин *БВК*. Сигнал с приемника, усиленный в зонде, через схему присоединения подается на усилитель *У2*. Он позволяет получать за счет регулировки усиления необходимую амплитуду сигнала *7*. С выхода усилителя сигнал *7* поступает в блок измерения амплитуд и на блок выделения вступления *ВВ*. Этот блок формирует нормализованный импульс *8* момента выделения вступления, когда параметры сигнала соответствуют заданным признакам опознавания. В простейшем случае таким признаком является превышение амплитуды сигнала над заранее установленным пороговым уровнем (рис. XIII.5). Нормализованный импульс *8* (см. рис. XIII.4) с блока *ВВ* попадает на блок измерения времени t_1, t_2. Одновременно этот же импульс используется для замыкания ключа *К* на определенный временной интервал (временное окно) *9* (см. рис. XIII.4), равный трем-четырем периодам *10* измеряемого сигнала, подаваемым на измеритель *О* амплитуды *А*. Аналогичная последовательность операций предусмотрена в аппаратуре после срабатывания второго излучателя зонда. Измеренные величины *t* и *А* подаются на каротажный осциллограф для регистрации и на вычислитель *В* параметров $\Delta t = t_2 - t_1$ и $\alpha = \lg A_1/A_2$. С вычислителя сигналы Δt и α также поступают на регистратор.

Серийный акустический цементомер типа АКЦ является упрощенным вариантом аппаратуры АК, содержащим два акустических элемента — излучатель и приемник. Принцип работы цементомера аналогичен работе одного из каналов аппаратуры АК.

Запись ФКД с помощью индикатора ИФКД (рис. XIII.6) производится на фотоноситель, который перемещается с помощью лентопротяжного устройства со скоростью, пропорциональной скорости каротажа. Изображение сигнала с экрана ЭЛТ проектируется на фотоноситель через оптическую систему. На горизонтально отклоняющую систему ЭЛТ после каждого синхроимпульса, отмечающего момент излучения первого канала, подается отклоняющее напряжение *2* с генератора развертки *ГР*. На модулятор яркости ЭЛТ подается сигнал *4* от формирователя стандартных импульсов *Ф*. Последний сое-

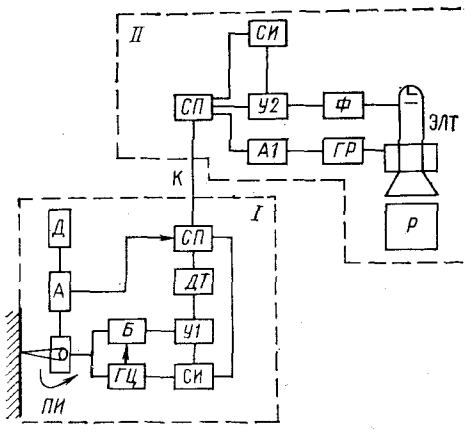


Рис. XIII.7. Блок-схема скважинного акустического телевизора

динен с пороговой схемой *П*, вырабатывающей импульсы только при уменьшении (возрастании) сигнала и пересечении им заданного порога, т. е. один раз за видимый период колебаний. Таким образом, на экране ЭЛТ при каждом поступлении сигнала появляется ряд светящихся точек *5*, проектируемых на фотоноситель. Скорость движения носителя такова, что изображение точки *6*, проектируемое в виде небольшого круга, ложится частично на место, куда проектировалась точка при записи предыдущего сигнала *7*. Повторяемость засвета одного и того же места фотоносителя обеспечивает накопление информации.

Скважинный акустический телевизор САТ (рис. XIII.7) предназначен для детального осмотра стенки скважины. В глубинном приборе *1* САТ формируется узкий акустический луч, сфокусированный в точку на поверхности стенки скважины. Этот луч вращается вокруг оси зонда и при его движении сканирует поверхность стенки. Излучение импульсное. Амплитуда отраженного импульса определяется отражающими свойствами излучаемой поверхности. За один оборот луча осуществляется около 400 посылок. Амплитуда отраженного импульса управляет яркостью луча электронно-лучевой трубки. Развертка луча на ширину экрана ЭЛТ осуществляется за один оборот акустического луча. Приемо-излучающая система ПИ (см. рис. XIII.7), формирующая узкий акустический луч, вращается двигателем *Д*. При вращении один раз за один оборот замыкается контакт датчика азимута *А*, импульс которого передается через схему присоединения *СП* в кабель *К*. В момент посылки импульса излучения генератором *ГИ* генерируется синхроимпульс СИ, передаваемый в кабель. На время генерации СИ запирается схема блокировки *Б*, стоящая перед усилителем *У1*. Отраженный от стенки импульс воспринимается преобразователем и через схему блокировки и усилитель поступает на детектор *ДТ*, а с него подается в кабель.

В наземной аппаратуре *II* блоком азимута *А1* выделяется импульс, запускающий

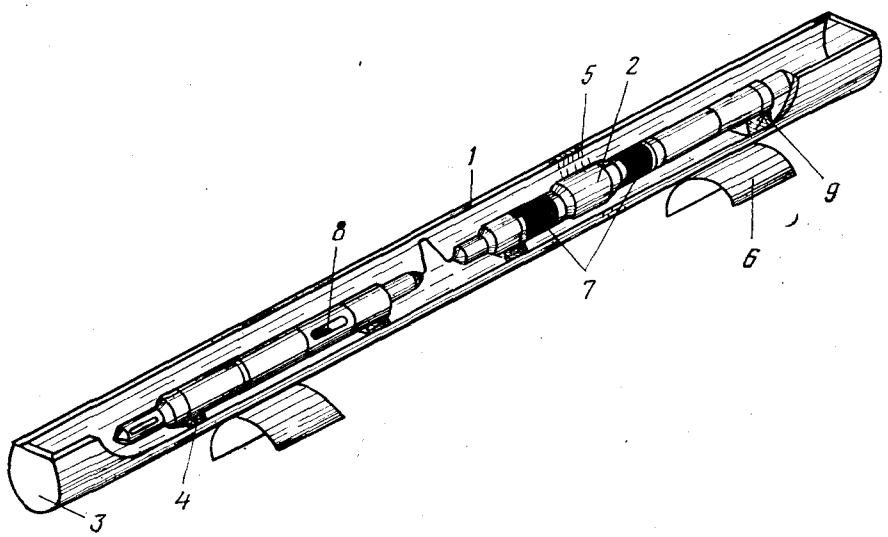


Рис. XIII.8. Общий вид акустического волновода базовой поверочной установки с глубинным прибором аппаратуры АКН-1.

1 — акустический волновод; *2* — глубинный прибор; *3* — торцевая заглушка волновода; *4* и *9* — центраторы глубинного прибора; *5* — зона повышенных затуханий; *6* — подставки волновода; *7* — излучатели; *8* — приемник

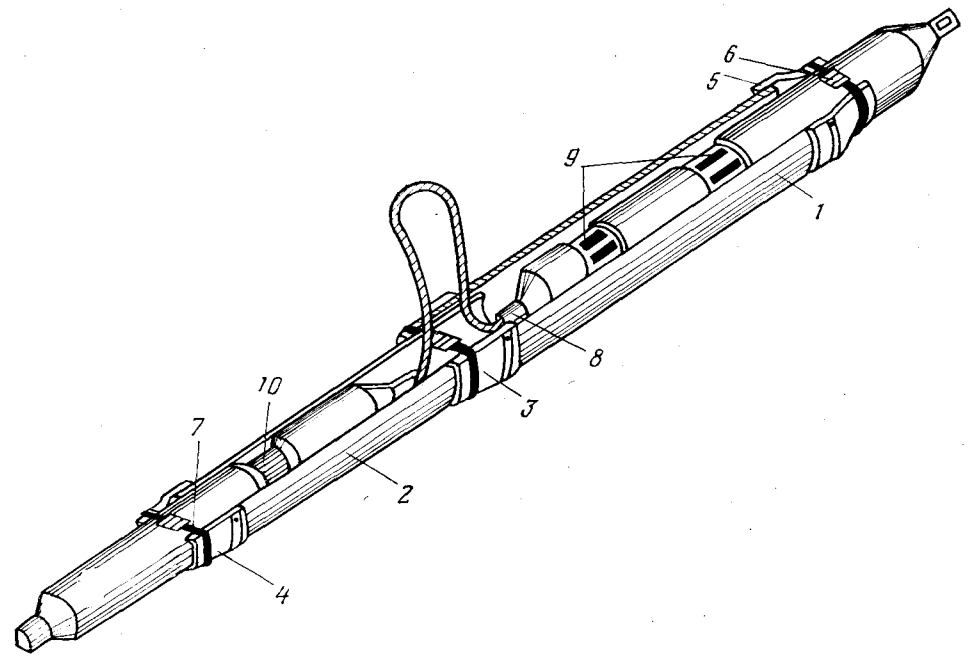


Рис. XIII.9. Общий вид полевой поверочной установки с глубинным прибором аппаратуры АКН-1.

1 и *2* — секции акустического волновода; *3*—*5* —эластичные герметизирующие муфты; *6* и *7* — затяжные ремни; *8* — глубинный прибор; *9* —излучатели; *10* — приемник

генератор развертки *ГР*. Детектированный сигнал после усиления в *У2* и формирования блоком *Ф* подается на управление яркостью ЭЛТ. Усилитель *2* запирается на время поступления синхроимпульса СИ. На экране получается строка, соответствующая одному обороту; в регистраторе *Р* она проектируется на протягиваемый фотоноситель.

§ 61. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АППАРАТУРЫ

Метрологическое обеспечение аппаратуры АК включает два этапа — полную поверку по трем значениям каждого измеряемого параметра (Δt, α), выполняемую в базовых условиях (крупные геофизические базы, завод-изготовитель), и частичную поверку по одному значению измеряемых параметров, выполняемую в полевых условиях.

После заводского выпуска аппаратура проходит полную первичную поверку, затем в процессе эксплуатации она подвергается периодическим полным поверкам и частичным поверкам каждый раз перед началом каротажа и после его выполнения.

Метрологическое обеспечение осуществляется силами ведомственных метрологических служб, прошедших специальную подготовку и руководствующихся соответствующими нормативными документами, согласованными с Госстандартом. В системе Министерства геологии СССР таким документом является «Отраслевая инструкция (ОИ 41-001-77). Аппаратура акустического каротажа. Методы и средства поверки». Полная поверка выполняется с помощью базовой поверочной установки (БПУ), состоящей из трех волноводов и метрологической панели, включающей аттестованные Госстандартом измерители времени пробега упругих волн и их амплитуд, а также гидрофон и набор излучателей, аналогичных применяемым в аппаратуре АК.

Акустические волноводы выполнены в виде труб, заглушенных с торцов и имеющих продольный паз для размещения в волноводе глубинного прибора (рис. XIII.8). Волновод заполняется дегазированной жидкостью (отстаивавшейся не менее двух суток водой или дизельным топливом) для того, чтобы исключить влияние на результаты измерений газовых пузырьков. Для получения трех значений интервальных времен, соответствующих верхнему, нижнему и среднему значениям рабочего диапазона, трубы изготавливаются из материалов с различными скоростями распространения упругих волн (дюралюминий, асбоцемент, винипласт).

Процесс поверки по интервальному времени Δt состоит в следующем. Измеряют

интервальное время в волноводах с помощью аттестованного измерителя времени, максимальная допустимая погрешность которого не превышает $^1/_3$ предусмотренной разработчиком относительной погрешности измерения Δt поверяемой аппаратуры АК. Затем помещают в волноводы поверяемую аппаратуру и измеряют интервальные времена в них с помощью наземных измерительных панелей аппаратуры. Абсолютную погрешность измерения интервального времени $\Delta(\Delta t)$ определяют как взятую по модулю разность интервальных времен, определенных аттестованной $\Delta t_а$ и поверенной $\Delta t_п$ аппаратурой, плюс, погрешность аттестованной аппаратуры δt:

$$\Delta(\Delta t) = |\Delta t_а - \Delta t_п| + \delta t.$$

Относительная погрешность измерения интервального времени (в %)

$$\delta(\Delta t) = \frac{\Delta(\Delta t)_{max}}{\Delta t_а} 100,$$

где $\Delta(\Delta t_{max})$ — максимальная абсолютная погрешность из замеров в трех трубах.

Величина $\delta(\Delta t)$ современной серийной аппаратуры АК не превышает 3 %.

Для поверки аппаратуры АК по коэффициенту затухания α в акустических волноводах имеются зоны повышенных затуханий, образованные за счет внесения в тело труб различного рода дефектов, например взаимно перекрывающихся щелей, на которых происходит рассеяние и поглощение акустической энергии. Длина волны повышенного затухания не превышает размеры измерительной базы аппаратуры.

Поверка по α осуществляется следующим образом. В свободном от глубинного прибора волноводе в месте предполагаемого расположения приемника устанавливают аттестованный гидрофон, подключенный ко входу измерителя амплитуд метрологической панели. Устанавливая излучатель метрологической панели перед зоной повышенных затуханий и после нее и регистрируя соответственно амплитуды сигнала A_1 и A_2, определяют коэффициент затухания упругих волн (в дБ) на зоне $\alpha_{з.а} = \lg(A_1/A_2)$. Расстояние между первой и второй установками излучателя должно быть равным измерительной базе аппаратуры. Поместив затем в волновод глубинный прибор поверяемой аппаратуры так, чтобы зона повышенных затуханий оказалась на участке его измерительной базы, производят измерение коэффициента затухания $\alpha_{з.п}$ наземной панелью аппаратуры АК. Погрешность измерения коэффициента затухания α определяют как модуль разности найденных значений $\alpha_{з.а}$ и $\alpha_{з.п}$ плюс погрешность измерителя амплитуд δA (в дБ):

$$\Delta\alpha = |\alpha_{з.а} - \alpha_{з.п}| + \delta A.$$

Поскольку децибел является относительной величиной, определять относительную погрешность измерения α в процентах не имеет смысла.

Для современной серийной аппаратуры АК $\Delta\alpha$ — около ± 3 дБ.

Полевая поверка осуществляется с помощью полевой поверочной установки (ППУ) (рис. XIII.9).

В ППУ используются те же акустические волноводы, что и в БПУ с той лишь разницей, что в ППУ они не цельные, а состоят из нескольких сочлененных между собой секций, располагающихся только на участке глубинного прибора, содержащем излучатели и приемники. Для удержания в ППУ дегазированной жидкости (дизельного топлива), которой оно заполняется при проведении измерений, секции волноводов снабжены эластичными муфтами. Такое исполнение ППУ делает его легкотранспортируемым. Секции волноводов изготовляются из дюралюминия. Поскольку акустические свойства последнего не зависят от атмосферно-климатических условий и не изменяются со временем, можно приписать ППУ после проведения его аттестации постоянные значения Δt и α, величины которых заносятся в паспорт ППУ.

Если в процессе полевой поверки измеренные в ППУ аппаратурой АК значения Δt и α будут отличаться от указанных в его паспорте, выполнять измерения данной аппаратурой запрещается. После прохождения необходимого ремонта она должна быть подвергнута полной поверке.

Глава XIV
АППАРАТУРА ДЛЯ ДРУГИХ ВИДОВ КАРОТАЖА

§ 62. АППАРАТУРА МАГНИТНОГО КАРОТАЖА

Применяются скважинные каппаметры для исследования магнитной восприимчивости среды и скважинные магнитометры для измерения напряженности магнитного поля. В комплексных приборах сочетаются оба вида измерений.

В скважинных каппаметрах используют одно- и двухкатушечные (многокатушечные) индукционные зонды, питаемые переменным током (рис. XIV.1). В двухкатушечных зондах в зависимости от их назначения компенсируют (при исследовании

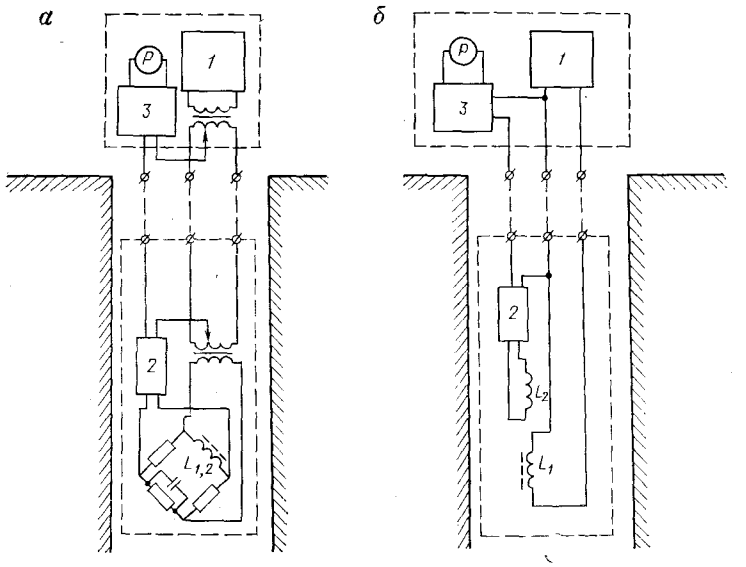


Рис. XIV.1. Системы измерения в каротаже магнитной восприимчивости.

Аппаратура: *а* — КМВ-2А (однокатушечный зонд в мостовой схеме измерения), *б* — аппаратура РИМВ-1 (двухкатушечный зонд). *1* — генератор питания зонда током частотой 1000 Гц (КМВ-2А) или 300 Гц (РИМВ-1); *2* — блок усиления и фазочувствительного выпрямления; *3* — измерительная схема; L_1 и L_2 — генераторная и измерительная катушки двухкатушечного зонда без компенсации; $L_{1,2}$ — однокатушечный зонд с разомкнутым ферромагнитным сердечником длиной 0,2 м; *P* — регистрирующие приборы

сред) или не компенсируют (при исследовании сильномагнитных сред) э. д. с. первичного поля в приемной катушке (э. д. с., наведенная в приемной катушке полем генераторной катушки в воздухе). О величине магнитной восприимчивости окружающих зонд пород судят по приращению э. д. с. в приемном контуре, обусловленному изменением индуктивности (в однокатушечном зонде) или взаимоиндукции (в двухкатушечном зонде) при перемещении зонда из немагнитной среды в магнитную. В различных приборах для этого используют амплитудно-фазовые (аппаратура типа КМВ, КСМ, РИМВ, ЭМК) или частотные (аппаратура типа ТСМК) схемы измерений. Радиус исследования в каротаже магнитной восприимчивости r_χ зависит от длины зонда L (расстояния между концами однокатушечного зонда или центрами генераторной и приемной катушек в двухкатушечном зонде) и для реальных зондов составляет 0,1—0,5 м.

В скважинных магнитометрах широко применяются феррозонды — пре-

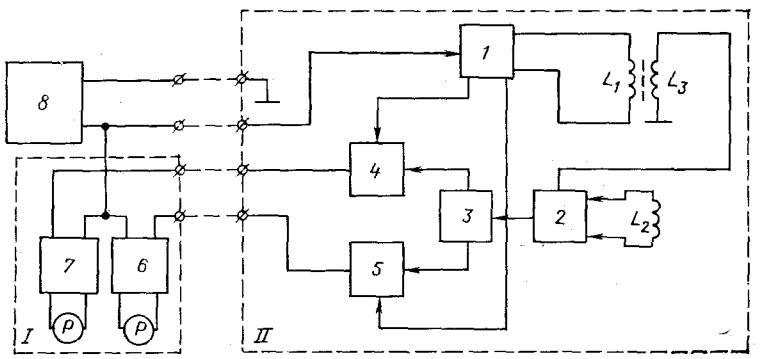


Рис. XIV.2. Структурная схема аппаратуры электромагнитного каротажа ЭМК-1.

I — наземный пульт; *II* — скважинный прибор; *1* — генератор питания зонда; *2* — коммутирующее устройство; *3* — усилитель; *4* и *5* — фазочувствительные выпрямители; *6* и *7* — измерительные схемы каналов соответственно магнитной восприимчивости и электропроводности; *8* — блок питания серийной каротажной станции; L_1 и L_2 — генераторная и измерительная катушки зонда; *P* — регистрирующие приборы

Таблица XIV.1

Аппаратура магнитного каротажа

Аппаратура	Определяемые величины	Основные технические характеристики				Назначение и область применения	Примечание
		Диапазон, погрешность измерения	Диаметр скважинного прибора, мм	Рабочая температура скважинного прибора, °С	Источники питания		
Аппаратура каротажа магнитной восприимчивости КМВ-2А	Магнитная восприимчивость среды $\varkappa$	$(0 \div 50000) \cdot 10^{-5}$, $3 \cdot 10^{-5}$	36	0—60	Сеть 220 В, 50 Гц или аккумулятор 12 В	Разведка месторождений слабомагнитных руд (бокситы, марганец, сидериты и др.) и геологическое картирование в поисково-разведочных скважинах глубиной 2000 м	
Рудничный измеритель магнитного влияния среды РИМВ-1	Кажущаяся магнитная восприимчивость среды $\varkappa'$	(1—0) отн. ед., 0,2	36—35	(—10) —40	Сеть 220 В, 50 Гц или аккумулятор 3,7 В	Выделение магнетитовых руд и определение в них содержания магнетитового железа в подземных скважинах глубиной 20—100 м	Указанный диапазон измерения соответствует ослаблению сигнала в магнитной среде по отношению к сигналу в немагнитной среде
Аппаратура электрического и магнитного каротажа ЭМК-1	Электропроводность σ; магнитная восприимчивость $\varkappa$	$(0 \div 10^4)$ См/м, $2 \cdot 10^{-2}$ См/м; $(0 \div 1\,000\,000) \times 10^{-5}$, $10 \cdot 10^{-5}$	40	(—10)—60	Сеть 220 В, 50 Гц	Разведка рудных месторождений (магнетитовых, медноколчеданных, полиметаллических, медно-никелевых и др.), включая опробование магнетитовых руд при подсчете запасов и геологическое картирование в скважинах глубиной до 2000 м	Магнитная восприимчивость и электропроводность исследуются одновременно
Трехкомпонентная скважинная магнитометрическая комплексная аппаратура ТСМК-30	Составляющие векторы земного магнитного поля X, $У$, Z; магнитная восприимчивость $\varkappa$	$\pm 110\,000$ нТл; ± 100 нТл	30	(—10)—50	Сеть 220 В, 50 Гц	То же. В скважинах глубиной до 2000 м с допустимым углом наклона 0—40° при измерении Z; 3—177° при измерении X, $У$, $Z_{ос}$	В аппаратуре измеряются величины Z по вертикали ($Z_в$) и по оси скважин ($Z_{ос}$)
Комплексный скважинный магнитометр КСМ-38	Магнитная восприимчивость $\varkappa$; составляющие вектора земного магнитного поля H_x, H_y, ΔZ	$(0 \div 1\,000\,000) \times 10^{-5}$, $50 \cdot 10^{-5}$; $\pm 200\,000$ нТл, ± 100 нТл	38	(—10)—50	Аккумуляторы 3,7 В	Разведка магнетитовых месторождений, включая обнаружение рудных тел в околоскважинном пространстве, определение их местоположения и элементов залегания, а также опробование подсеченных рудных тел в скважинах глубиной до 1000—1200 м с углом наклона более 5° при измерении H_x и H_y	
Скважинный магнитометр СМ-ΔT—ΔZ	Приращение модуля полного вектора геомагнитного поля $\Delta \lvert T \rvert$; приращение вертикальной составляющей ΔZ	$\pm 10\,000$ нТл; ± 10 нТл	65	(—20)—40	Сеть 220 В 50 Гц	Разведка месторождений слабомагнитных руд (бокситы, сидериты, кимберлиты и др.), включая обнаружение и определение элементов залегания рудных тел, подсеченных скважиной, и в околоскважинном пространстве, расчленение разрезов по литологическим и генетическим признакам	

Таблица XIV.2

Дегазаторы промывочной жидкости

Характеристика	Тип дегазатора				
	Поплавковый	Шнековый	С дроблением потока ПЖ	С интегрирующим контуром	Термовакуумный ТВД-5м
Назначение	Непрерывное извлечение ГВС из ПЖ				Полное извлечение УВ из порции ПЖ объемом 250 см³*
Конструкция	Подвешенная на поплавках и погруженная нижней открытой частью в поток ПЖ в желобе дегазационная камера с перегородками и двумя штуцерами в верхней части (для подключения газовоздушной линии АГКС с вакуумным насосом на выходе и для разбавления газовой смеси, извлеченной из ПЖ при ее дегазации, воздухом)	Крепящаяся к стенке желоба дегазационная камера, над которой смонтирован электродвигатель, а под которой — приемная труба со шнеком, погруженным в ПЖ в желобе; с валом электродвигателя через редуктор связаны лопасти в дегазационной камере и шнек в приемной трубе; в верхней части дегазационной камеры смонтированы два штуцера (для вакуумированной газовоздушной линии АГКС и для разбавления газовой смеси воздухом)	Подвешенная на поплавках и погруженная нижней открытой частью в поток ПЖ в желобе дегазационная камера с турбинкой, приводимой электродвигателем, смонтированным на камере; турбинка при вращении перемещает ПЖ снизу вверх и создает винтовую струю, сжимаемую и закручиваемую с обеих сторон в противоположных направлениях; в верхней части дегазационной камеры смонтированы два штуцера (для газовоздушной линии АГКС и для разбавления газовой смеси в камеру воздухом)	Подвешенная на поплавках и погруженная нижней открытой частью в поток ПЖ в желобе дегазационная камера, в нижней части которой смонтирован аэратор (коробка или трубка с резиновой мембраной, имеющей около 2000 отверстий диаметром 0,1 мм), подключенный через штуцер к выходу блока компрессора, вход которого через трубки малого контура соединен со штуцером в верхней части дегазационной камеры; параллельно малому контуру через компрессор подключен большой контур (сдвоенная газовоздушная линия), через который ГВС подается в АГКС или в АГИС; в верхней части камеры имеется масляный затвор для сброса в атмосферу излишков ГВС	Смонтированные на общей стойке стеклянные сосуды (с электронагревателем для подогрева воды, для холодной воды, дегазационный, газоприемный и напорный) и сосуд для пробы ПЖ из нержавеющей стали, соединенные друг с другом кранами
Принцип действия	Увеличение поверхности дегазируемой порции ПЖ при ее дроблении на струи перегородками и извлечение газовой смеси из ПЖ под действием небольшого вакуума в камере	Подача с постоянной объемной скоростью ПЖ в камеру за счет ее разбрызгивания и извлечение газовой смеси из ПЖ под действием небольшого вакуума в камере	Увеличение объема дегазируемой порции ПЖ за счет ее перемещения в зону действия турбинки, увеличение поверхности дегазируемой порции ПЖ за счет сведения ее в две противоположно направленные и сжимаемые струи и извлечение газовой смеси из ПЖ под действием небольшого вакуума в камере	Многократная циркуляция с помощью аэратора пузырьков ГВС через ПЖ с постепенным обогащением смеси УВ, извлекаемыми из ПЖ, и приближение к положению динамического фазового равновесия в камере, параллельная непрерывная циркуляция обогащения ГВС через АГКС и усреднение содержания в ГВС отдельных УВ	Введение порции ПЖ в вакуумированную камеру и пропускание через нее подогретой воды, бурное вскипание воды в вакууме и извлечение газовой смеси из пробы ПЖ
Применение	В качестве желобного дегазатора непрерывного действия в первых партиях станций АГКС-65 при бурении на ПЖ с малой вязкостью и с высокой газонасыщенностью	В качестве желобного дегазатора непрерывного действия в первых партиях станций АГКС-65 при бурении на ПЖ с высокой вязкостью и с низкой газонасыщенностью	В качестве желобного дегазатора непрерывного действия в последних партиях станций АГКС-65 и в первых партиях станций АГКС-4АЦ	В качестве желобного дегазатора непрерывного действия в последних партиях станций АГКС-4АЦ и в системах АГКС-5/АГИС-2**	В качестве калибровочного дегазатора (при дегазации проб ПЖ при определении суммарного $k_д$ и покомпонентных $k_{х\cdot дn}$ коэффициентов дегазации) в станции АГКС-65 и первых партиях станций АГКС-4АЦ***
Степень дегазации, %	0,01—0,02	1—5	1—2	2—5	80—95
Особенности	Характеризуется суммарным коэффициентом дегазации $k_д$, определяемым при калибровке аппаратуры суммарного газового анализа АГКС в комплексе с дегазатором по результатам компонентного анализа газовой смеси, полученной при ТВД проб ПЖ		Характеризуется суммарным $k_д$ и покомпонентными $k_{х\cdot д}$ коэффициентами дегазации, определяемыми при калибровке аппаратуры суммарного и компонентного анализа АГКС в комплексе с дегазатором	Характеризуется более стабильными, чем коэффициенты $k_{х\cdot дn}$, покомпонентными коэффициентами извлечения $k_{иn}$, зависящими от температуры дегазируемой ПЖ и уточненными для конкретных районов с учетом типа ПЖ, компо-	

Продолжение табл. XIV, 2

Характеристика	Тип дегазатора				
	Поплавковый	Шнековый	С дроблением потока ПЖ	С интегрирующим контуром	Термовакуумный ТВД-5м
			тором по результатам компонентного анализа газовых смесей, полученных при ТВД проб ПЖ	нентного состава ГВС против типовых пластов и добавок нефти и нефтепродуктов в ПЖ	
Преимущества	Простота конструкции и эксплуатационная надежность	Нормирование объема дегазируемой порции ПЖ и повышенная степень дегазации	Повышенная степень дегазации особенно при дегазации вязких ПЖ	Повышенная и более стабильная степень дегазации, исключение необходимости частой калибровки	Высокая и достаточно стабильная степень дегазации
Недостатки	Низкая и нестабильная степень дегазации; необходимость частой калибровки	Низкая представительность (отношение дегазируемого объема ПЖ к общему объему ПЖ, эвакуированному из скважины за время между двумя смежными сигналами исправленных глубин); недостаточная эксплуатационная надежность; необходимость частой калибровки	Недостаточная эксплуатационная надежность; необходимость частой калибровки		Низкая представительность, приводящая к необходимости одновременного отбора нескольких проб ПЖ в одной точке желоба и оперирования средними результатами анализа газовых смесей при ТВД проб ПЖ из-за неоднородной газонасыщенности ПЖ в желобе; длительный цикл дегазации (3—4 мин)

* Полное только для легких УВ при отсутствии добавок нефти и нефтепродуктов в ПЖ.
** Применяется также в автоматических полевых геохимических станциях типа АПГС.
*** Используется также в качестве лабораторного дегазатора при проведении полевой геохимической разведки.

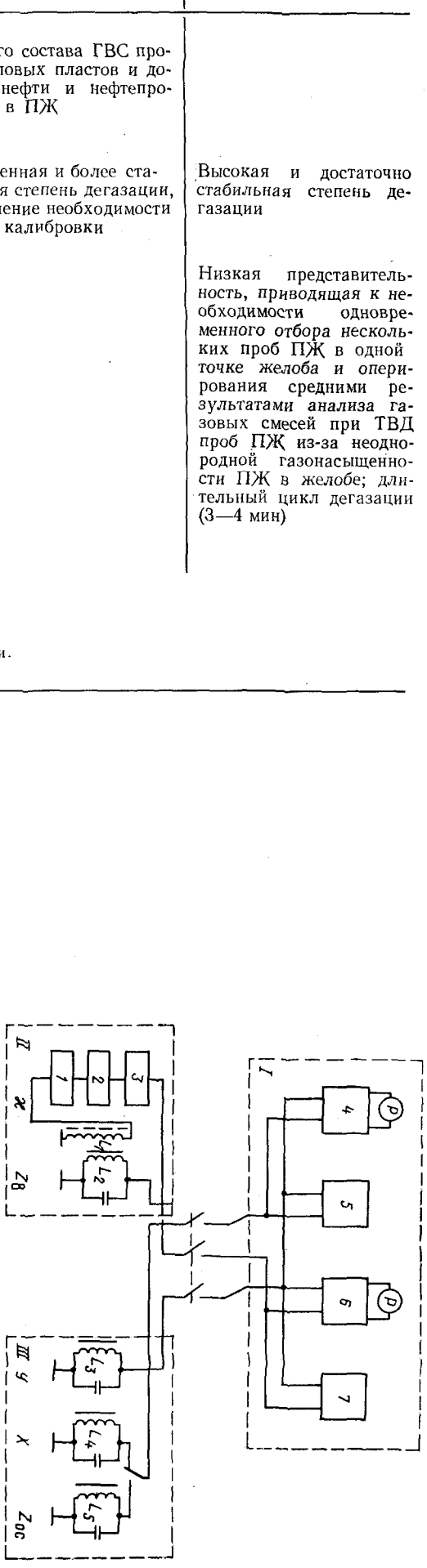


Рис. XIV.3. Структурная схема трехкомпонентной скважинной магнитометрической комплексной аппаратуры ТСМК-30.

I — наземный пульт; *II* — скважинный прибор для измерений $\varkappa$ и $Z_в$; *III* — скважинный прибор для измерения трех составляющих вектора магнитного поля X, Y, $Z_{ос}$; *1* — генератор; *2* — удвоитель; *3* — формирователь; *4* и *6* — измерительные схемы соответственно канала $\varkappa$ и каналов измерения поля; *5* — генератор возбуждения для питания обмоток феррозондов; *7* — блок питания электронных схем наземного пульта и скважинного прибора; L_1 — однокатушечный индукционный зонд для измерения $\varkappa$; L_2—L_5 — феррозонды для измерения $Z_в$, X, Y и $Z_{ос}$; *P* — регистрирующие приборы

образователи магнитного поля в э. д. с. четных гармоник частоты тока возбуждения. Амплитуда и фаза измеряемого в феррозонде напряжения пропорциональны величине и знаку магнитного поля, действующего в направлении его продольной оси.

Для измерения составляющих магнитного поля (X, Y, Z) используют ортогональные феррозонды) на карданном подвесе (гравитационная система ориентации), располагая ось Z по оси скважины (осевая система — $Z_{ос}$) или вертикально (вертикальная система — $Z_в$). В обоих случаях пространственное положение системы зависит от угла наклона и азимута скважины в точке измерения (аппаратура типа КСМ, ТСМК).

Модуль полного вектора $|T|$, точнее его приращение $\Delta|T|$, измеряют с помощью самоориентирующихся магнитометрах управляет электронно-механическая система, срабатывающая от сигналов в ориентирующих феррозондах, которые в процессе измерений устанавливаются в плоскости, перпендикулярной к вектору магнитного поля Земли. Соответственно измерительный феррозонд ориентируется по направлению полного вектора (аппаратура типа СМ-ΔT—ΔZ).

Радиус исследования при измерении напряженности магнитного поля в скважине может изменяться от нескольких до 100—150 м в зависимости от чувствительности применяемой аппаратуры, магнитных свойств вмещающей среды и исследуемого объекта, его размеров, формы и прочих факторов.

Основные характеристики применяемой аппаратуры магнитного каротажа представлены в табл. XIV.1.

Схема аппаратуры каротажа магнитной восприимчивости КМВ-2А показана на рис. XIV.1,*а*. Аналогичные схемы для измерений $\varkappa$ используются в аппаратуре КМК-3, КМК-4, КСМ-38.

В аппаратуре РИМВ-1 (см. рис. XIV.1, *б*) для исследования скважин применяются двухкатушечные индукционные зонды без компенсации (L_1, L_2); измеряется реактивная составляющая сигнала $\mathcal{E}_p$, синфазная с напряжением в генераторной катушке. Прибор приспособлен для работы со штангами. Со специальными датчиками он может использоваться для опробования стенок горных выработок рудной массы в навалах и порошковых пробах.

Двухканальная аппаратура ЭМК-1 снабжается двумя скважинными приборами, работающими на частотах 1000 и 10 000 Гц (рис. XIV.2). В каждом из них могут использоваться двухкатушечные зонды разной длины (0,2, 0,4 и 0,6 м с компенсацией и без ком-

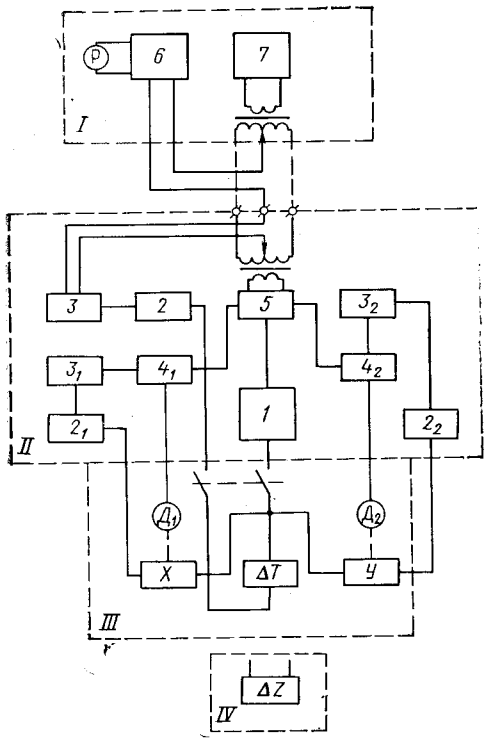


Рис. XIV.4. Структурная схема скважинного магнитометра СМ-ΔT — ΔZ.

I — наземный пульт; *II* — электронная схема скважинного прибора, размещенная в металлическом корпусе; *III* — самоориентирующаяся система феррозондов для измерения ΔT; *VI* — феррозонд для измерения ΔZ; *1* — генератор возбуждения f=2500 Гц; ΔT — измерительный феррозонд; *X* — *Y* — ориентирующие феррозонды; избирательные усилители каналов: *2* — измерительного, 2_1 и 2_2—ориентирующих; синхронные выпрямители каналов: *3* — измерительного, 3_1 и 3_2 — ориентирующих; 4_1, 4_2 — переключающие устройства; $Д_1$, $Д_2$ — реверсивные двигатели; *5* — распределительный блок; *6* — измерительная схема; *P* — регистрирующее устройство; *7* — генератор питания скважинного прибора f=400 Гц

пенсации) для измерения одновременно активной $\mathscr{E}$ и реактивной $\mathscr{E}_р$ составляющих э. д. с. при использовании трехжильного бронированного кабеля. Измерения компенсированным и некомпенсированным зондами, проверка нуль-сигнала аппаратуры и калибровка стандарт-сигналом выполняются устройством коммутации *2*. Достаточная точность измерений в скважинах глубиной более 1000 м обеспечивается размещением в скважинном приборе генератора питания зонда *1*, усилителя *3* и фазочувствительных выпрямителей обоих каналов *4*, *5*.

В аппаратуре ТСМК-30 (рис. XIV.3) комплексные исследования магнитной восприимчивости и составляющих вектора магнитного поля реализуются с помощью двух скважинных приборов, в одном из которых расположен индукционный однокатушечный зонд L_1 для измерения $\varkappa$ и феррозонд L_2 для измерения вертикальной составляющей $Z_в$, в другом — феррозонды, измеряющие *X*, *Y*, $Z_{ос}$ (L_3, L_4, L_5).

Зонд для измерения $\varkappa$ включен в задающий контур генератора *1*. Регистрируется приращение частоты генератора по отношению к частоте эталонного генератора $\Delta f/f_0$, обусловленное влиянием магнитной среды на индуктивность зонда. Измеряются одновременно и непрерывно $Z_в$ и $\Delta f/f_0$ или две составляющие магнитного поля *X*, *Y* (или *Y* и $Z_{ос}$).

Комплексный скважинный магнитометр КСМ-38 по основным техническим характеристикам соответствует аппаратуре ТСМК-30 (см. табл. XIV.1), но приспособлен также для выполнения исследований в шахтах и скважинах подземного бурения.

В скважинном СМ-ΔT — ΔZ-магнитометре с помощью самоориентирующейся системы феррозондов измеряется величина $\Delta |T|$, а феррозондом на карданном подвесе — приращение вертикальной составляющей вектора магнитного поля ΔZ. Для расширения пределов измерения и поддержания неизменным уровня чувствительности аппаратуры основная часть нормального поля (90—99 %) компенсируется постоянным током, пропускаемым по специальной обмотке измерительного феррозонда от стабилизированного выпрямителя, размещенного в скважинном приборе. Обеспечивается компенсация нормального поля в пределах ±70 000 нТл. Измеряемый сигнал соответствует разности внешнего и компенсируемого полей ΔT и ΔZ. Структурная схема магнитометра при измерении ΔT представлена на рис. XIV.4. При измерении ΔZ феррозонд *T* заменяется зондом *Z*, а зонды *X*, *Y* и блоки ориентирующих каналов $(2—4)_{1,2}$ отключаются.

§ 63. АППАРАТУРА ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Аппаратура газового каротажа автоматических газокаротажных станций (АГКС) и автоматизированных геохимических информационных систем (АГИС) включает дегазатор, суммарный газоанализатор (в системе АГКС-5/АГИС-2 отсутствует) и хроматографический газоанализатор (хроматограф).

Дегазаторы (табл. XIV.2), применяемые при газовом каротаже, подразделяются на дегазаторы непрерывного действия (ДНД) и дегазаторы эпизодического действия (ДЭД), из которых получили распространение только термовакуумные дегазаторы (ТВД).

Газоанализаторы (суммарные и хроматографические) характеризуются прежде

Таблица XIV. 3

Детекторы, применяемые в газокаротажной аналитической аппаратуре

Характеристика	Детектор		
	термохимический	катарометр (детектор по теплопроводности)	пламенно-ионизационный
Принцип действия	Изменение сопротивления чувствительного элемента от теплоты, выделяемой при каталитическом сжигании горючих газов (в том числе и УВ), содержащихся в потоке ГВС или газа-носителя	Изменение сопротивления чувствительного элемента из-за изменения теплоотдачи элемента в зависимости от теплопроводности анализируемых компонентов (в том числе и УВ), содержащихся в потоке ГВС или газа-носителя	Изменение ионного тока через поток газа-носителя из-за изменения числа ионов, образующихся при ионизации в водородном пламени анализируемых компонентов УВ, содержащихся в потоке газа-носителя
Тип	С чувствительными элементами ПГФ-11	ДГРП-2	Г-15
Конструкция	Два чувствительных элемента (спиральки из платиновой проволоки диаметром 0,05 мм в латунных кожухах), смонтированных в рабочей и компенсационной камерах с индивидуальными входными и выходными штуцерами и игольчатыми вентилями для регулирования расхода ГВС или газа-носителя через камеру детектора	Металлический корпус с рабочей и компенсационной цилиндрическими камерами, в которых натянуты чувствительные элементы (вольфрамовые нити, в первых партиях детекторов — позолоченные для уменьшения коррозии при нагреве до температуры свыше 300 °С) в корпусе детектора имеются каналы для радиального обдува чувствительного элемента анализируемой ГВС или газом-носителем	Полый металлический корпус с водородной горелкой в верхней части; в полость корпуса подается ГВС с анализируемым компонентом и водород, а также воздухподдува для поддержания водородного пламени; над соплом горелки смонтированы цилиндрические электроды, к которым подведено высокое напряжение и между которыми измеряется ионный ток
Применение	В суммарном газоанализаторе и хроматографе ХТ-2М станции АГКС-65	В суммарном газоанализаторе станции АГКС-4АЦ	В хроматермографах ХГ-1Г станции АГКС-4АЦ и «Геохром-275» системы АГКС-5/АГИС-2
Преимущества и недостатки	Недостатки — низкая и нестабильная чувствительность, ограниченный диапазон измерений (до 4 %), влияние на результаты измерений содержания в ГВС других (помимо УВ) горючих газов (например, водорода)	Недостатки — низкая и нестабильная чувствительность, влияние на результаты измерений содержания в ГВС любых газов, теплопроводность которых при температуре анализа отличается от теплопроводности воздуха*; из-за чего используется только как индикационный детектор при измерении $Г_{сум}$	Преимущества — высокая и стабильная чувствительность, исключение искажающего влияния водорода

* Теплопроводность УВ изменяется при изменении температуры. При нормальной (20 °С) температуре только у метана теплопроводность выше теплопроводности воздуха, а у всех остальных УВ — ниже (теплопроводность других УВ начинает превышать теплопроводность воздуха соответственно при температурах 100 °С — этан, 150 °С — пропан, 200 °С — бутан и т. д. до 300 °С — гексан). Поэтому для суммарного газового анализа ГВС, в которой могут содержаться УВ от метана до гексана, температура чувствительного элемента при анализе должна быть выше 300 °С.

Таблица XIV.4

Основные данные газокаротажных суммарных газоанализаторов

Характеристика	Станция	
	АГКС-65	АГКС-4АЦ
Детектор	Термохимический с чувствительными элементами ПГФ-11	Катарометр ДГРП-2
Порог чувствительности к УВ, %	$2{,}5 \cdot 10^{-2}$	$4 \cdot 10^{-2}$
Схема измерений	Мост сопротивлений постоянного тока с использованием в качестве двух плечей моста рабочего и компенсационного чувствительных элементов: снятие измеряемых сигналов суммарных газопоказаний $\Gamma_{сум}$ (суммарных газопоказаний в загрубленном $\Gamma_{сум.з}$ и основном $\Gamma_{сум.о}$ масштабах записи) и суммарного содержания «тяжелых» УВ $\Gamma_{т.сум}$ с резисторов, включенных в измерительную диагональ моста; питание моста от аккумуляторной батареи с подачей на чувствительные элементы напряжения 2,2 В (при котором элементы нагреваются до температуры 800—850 °С и у них сгорают все УВ) для измерения $\Gamma_{сум}$ или напряжения 1,3 В (при котором элементы нагреваются до температуры 500—550 °С и у них сгорают только «тяжелые» УВ) для измерения $\Gamma_{т.сум}$, микроамперметр для контрольных измерений, включаемый в измерительную диагональ моста переключателем; переход с измерения одного параметра на измерение другого — автоматический по командам АГКС; питание моста от аккумуляторной батареи напряжением 6 В	Мост сопротивлений постоянного тока с использованием в качестве двух плечей моста рабочего и компенсационного чувствительных элементов; снятие измеряемых сигналов $\Gamma_{сум}$ ($\Gamma_{сум.з}$ и $\Gamma_{сум.о}$) с резисторов, включенных в измерительную диагональ моста; подключение при измерении приведенных газопоказаний $\Gamma_{пр}$ к измерительной диагонали моста потенциометра блока сумматора, суммарное сопротивление которого пропорционально величине коэффициента разбавления в функции исправленных глубин $E_и$; микроамперметр для контрольных измерений, включаемый в измерительную диагональ моста переключателем; переход с измерения одного параметра на измерение другого — автоматический по командам АГКС; питание моста от аккумуляторной батареи регулируемым напряжением через электронный стабилизатор напряжения
Масштабы записи	$\Gamma_{сум.о}$ — в масштабе 1 : 1; $\Gamma_{сум.з}$ — в масштабе 1 : 10; $\Gamma_{т.сум}$ — в масштабе 1 : 1 или 1 : 10	$\Gamma_{сум.о}$ — в масштабе 1 : 1, 1 : 5, 1 : 25 или 1 : 100; $\Gamma_{сум.з}$ — в масштабе 1 : 5, 1 : 25 или 1 : 100; $\Gamma_{пр}$ — в масштабе 1 м³/(м³·см)

всего типом применяемого детектора (табл. XIV.3 и XIV.4).

Известны газоадсорбционная, газожидкостная и капиллярная хроматографии. При газоадсорбционной хроматографии в качестве сорбента в разделительной колонке используется слой измельченного пористого вещества; разделение газовой смеси на компоненты обеспечивается различием скоростей сорбирования компонентов. При газожидкостной хроматографии в качестве сорбента в разделительной колонке используются жидкие растворители, нанесенные на твердые носители; разделение газовой смеси на компоненты обеспечивается различием в коэффициентах распределения между газовой и жидкой фазами. Капиллярная хроматография представляет собой особый вид газожидкостной хроматографии, при котором жидкий растворитель наносят непосредственно на внутреннюю стенку разделительной колонки, выполненной в виде капиллярной трубки; разделение газовой смеси на компоненты — такое же, как и при газожидкостной хроматографии.

В газовом каротаже применяется в основном газоадсорбционная хроматография в двух модификациях — проявительная хроматография, при которой компоненты анализируемой газовой смеси перемещаются в разделительной колонке только под действием потока газа-носителя, и хроматермография, при которой перемещение компонентов в разделительной колонке осуществляется под комбинированным воз-

Таблица XIV.5

Основные данные газокаротажных хроматермографов

Характеристика	ХТ-2М	ХГ-1Г	«Геохром-275»
Детектор	Термохимический с чувствительными элементами ПГФ-11	Пламенно-ионизационный Г-15	Два пламенно-ионизационных Г-15, подключенных к общему усилителю электрометра
Анализируемые компоненты	Предельные УВ от метана до гексана		а. Предельные УВ от метана до гексана; б. Предельные УВ от метана до гексана, непредельные УВ (этилен, пропилен, бутилен) и изосоединения (изобутан, изобутилен и изопентан)
Порог чувствительности, %	К метану и этану $2{,}5 \cdot 10^{-2}$, к пропану, бутану и пентану $2 \cdot 10^{-2}$ и гексану $1{,}5 \cdot 10^{-2}$	К метану — $2 \cdot 10^{-4}$, к этану $1 \cdot 10^{-4}$; к пропану $6{,}6 \cdot 10^{-5}$, к бутану $5 \cdot 10^{-5}$, к пентану 4×10^{-5} и гексану $2{,}9 \times 10^{-5}$	К метану $2 \cdot 10^{-5}$, к этану и этилену $1 \cdot 10^{-5}$, к пропану и пропилену $6{,}6 \cdot 10^{-6}$, к бутану, изобутану и изобутилену $5 \cdot 10^{-6}$, к пентану и изопентану $4 \cdot 10^{-6}$ и гексану — $2{,}9 \cdot 10^{-6}$
Время цикла анализа, мин	6	2	В режиме «а» — 1 в режиме «б» — 4
Особенности конструкции и схемы	Разделительная колонка с попеременным программированным нагревом и охлаждением; управление нагревом автоматическое с помощью ступенчатого регулирования; программатор — электропневматический (КЭП); автоматический кран-дозатор, обеспечивающий работу в режиме непрерывной смены анализов	Последовательно включенные через кран разделительная и поглотительная колонки (схема полуобратной отдувки) с попеременным программированным нагревом и охлаждением; управление нагревом — автоматическое с помощью плавного регулирования по линейному закону; программатор — КЭП и электронная схема; автоматические краны-дозаторы, обеспечивающий работу в режиме непрерывной смены анализов	Две последовательно включенные через краны разделительные и поглотительные колонки (схема полуобратной отдувки) с попеременным программированным нагревом и охлаждением; управление нагревом — автоматическое с помощью плавного регулирования по линейному закону, программатор — электронный; автоматические краны-дозаторы, обеспечивающие работу каждой пары колонок в режиме непрерывной смены анализов
Разделительная колонка	Трубка 5×4 мм длиной 3,5 м; заполнение — силикагель ШСК; зернение 0,35—0,45 мм	Трубка 3×2 мм длиной 2 м; заполнение — алюмогель +5 % $NaHCO_3$; зернение 0,25—0,5 мм	Трубка ∅ 3×2 мм длиной 1 или 2 м — соответственно в режимах «а» и «б»; заполнение — алюмогель + 5 % $NaHCO_3$; зернение 0,25—0,5 мм
Поглотительная колонка		Трубка 3×2 мм длиной 0,3 м; заполнение — 50 % цеолита и 50 % алюмогеля; зернение — 0,25—0,5 мм	Трубка 3×2 мм длиной 0,3 м; заполнение — алюмогель; зернение — 0,25—0,3 мм
Газ-носитель	Воздух	Воздух	Воздух
Газоснабжение	Воздух от компрессора станции; расход 120—180 см³/мин	Воздух от компрессора станции; расходы: газ-носитель 80 см³/мин; воздух поддува 1000 см³/мин; водород от собственного электроли-	Воздух от компрессора системы; расходы: газ-носитель 90 см³/мин; воздух поддува 300 см³/мин для каждого детектора; водород —

Продолжение табл. XIV.5

Характеристика	ХТ-2М	ХГ-1Г	«Геохром-275»
		тического генератора — расход 80 см³/мин	от двух собственных электролитических генераторов — расход 90 см³/мин от каждого
Питание	Переменный ток, напряжение 220 В, частота 50 Гц		
Потребляемая мощность, кВ·А	1,2	2,5	2,0

действием потока газа-носителя и теплового поля, накладываемого на колонку. В основном используются хроматермографические газоанализаторы (хроматермографы), так как они обеспечивают существенное сокращение времени анализа (обеспечивают проведение экспресс-анализа) (табл. XIV.5).

§ 64. АППАРАТУРА МЕХАНИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Аппаратуру механического каротажа используют в комплекте автоматических газокаротажных станций (АГКС) и автоматизированных геохимических информационных систем (АГИС). Эта аппаратура в комплекте АГКС и АГИС включает датчик глубин, датчик веса (выключатель *«мертвого конца»*), *измеритель объема ПЖ*, эвакуированной из скважины (расходомер ПЖ на выходе скважины), глубиномер и устройства *для определения продолжительности* бурения 1 м скважины T_1, расхода ПЖ на выходе скважины $Q_{вых}$, дифференциального расхода ПЖ в скважине $Q_п$ и коэффициента разбавления E. В зарубежных АГИС она также включает расходомер на входе скважины и датчики нагрузки и скорости вращения долота для определения показателя экспоненты b.

Датчик глубин (табл. XIV.6) преобразует *перемещение бурильного инструмента* в скважине в угол поворота (2 оборота датчика на 1 м перемещения бурильного инструмента в скважине) и дистанционно передает *информацию об угле поворота* в глубиномер АГКС или АГИС с помощью сельсинной передачи.

Датчик веса (выключатель «мертвого конца») *предназначен для отключения* глубиномера от сельсина-приемника при холостых ходах талевого блока буровой во *время наращивания бурильного инструмента* в процессе бурения и спуско-подъемных операций.

Таблица XIV.6

Датчики глубин, применяемые в АГКС и АГИС

Характеристика	Датчик	
	тросиковый	бестросиковый
Конструкция	*Мерный ролик, связанный с валом* сельсина-датчика шестеренчатой передачей; мерный ролик огибает тросик, крепящийся одним концом к талевому блоку буровой, *а вторым концом* — к грузу-противовесу, перемещающемуся по специальному тросу-растяжке	*Мерный ролик, связанный через* коробку передач, учитывающую оснастку буровой (4×5 или 5×6), с валом сельсина-датчика; мерный ролик поджимается прижимным роликом к *ходовому концу талевого каната* и вместе с ним перемещается в поперечном направлении как водильник талевого каната на специальных направляющих
Монтаж	На крон-блоке буровой	На буровой лебедке
Применение	В АГКС-65	В АГКС-4АЦ и АГКС-5/АГИС-2
Преимущества и недостатки	Недостатки — частые обрывы тросика и тяжелые условия его сращивания; недостаточная точность измерений ± 0,4 %	Преимущества — удобства эксплуатации и повышенная точность измерений ±0,1 %

Датчик веса представляет собой рессору с микровыключателем, смонтированную на «мертвом конце» талевого каната буровой. При подвешивании бурильного инструмента к крюку талевого блока буровой «мертвый конец» талевого каната натягивается, рессора выпрямляется и специальным кулачком замыкает контакты микровыключателя. Положение кулачка на рессоре регулируется так, чтобы микровыключатель срабатывал, когда на крюке талевого блока подвешена одна свеча.

Измеритель объема ПЖ, эвакуированной из скважины, представляет собой многолопастную вертушку, устанавливаемую в желобе буровой, дополненную многоэлектродным уровнемером. Вал вертушки механически связан с ползунком прерывателя, контакты которого подключены к электродам уровнемера различной длины. Ползунок прерывателя поочередно подключает электрическое реле, цепь которого замыкается через поток ПЖ в желобе, к электродам уровнемера. Такой измеритель объема выдает электрические сигналы при прохождении через него определенного объема ПЖ $\Delta V_ж$, причем число сигналов за один оборот вертушки зависит от числа электродов уровнемера, погруженных в поток ПЖ, т. е. от уровня потока ПЖ в желобе. Число оборотов вертушки измерителя объема зависит от линейной скорости потока ПЖ в желобе. Поэтому число сигналов $\Delta V_ж$, поступивших в *единицу времени, пропорционально* $Q_{вых}$.

Измеритель объема ПЖ рассчитан на работу при изменении $Q_{вых}$ от 10 до 60 л/с, что соответствует изменению уровня потока ПЖ в желобе в диапазоне 15—35 см. При этих условиях $\Delta V_ж = 12{,}5$ л.

Глубиномер предназначен для определения глубины забоя скважины H, выдачи сигналов H с заданным шагом квантования по глубинам $\Delta_г$ (для АГКС-65 $\Delta_г = 0{,}25$ 0,5 или 1 м, для АГКС-4АЦ — 0,5 или 1 м) и для АГКС-5/АГИС-2 — 0,4 или 0,8 м и определения высоты подъема бурильного инструмента над забоем $H_{п.би}$. Глубиномер располагается в панели глубин и расхода (АГКС-65 и АГКС-4АЦ) или в блоке управления и индикации (АГКС-5/АГИС-2), в которых смонтированы схемы выдачи сигналов отрыва долота от забоя для определения T_1 и E только в процессе бурения, когда долото находится на забое, и формирования сигналов $\Delta V_ж$. В АГКС-65 и АГКС-4АЦ в панели глубин и расхода также формируются сигналы времени Δt для определения T_1 и сигналы объема ПЖ $\Delta V_ж$ и $\Delta V_{жΔ}$ для определения соответственно величин $Q_{вых}$ и E. В АГКС-5/АГИС-2 эти операции выполняются мини-ЭВМ системы.

Глубиномер включает сельсин-приемник, связанный с датчиком глубин, и механические счетчики: «H», показывающий глубину *забоя скважины*, и «$H_{п.би}$», показывающий высоту подъема бурильного инструмента над забоем (в АГКС-5/АГИС-2 показания этих счетчиков выдаются на одноименные электронные табло). Счетчики «H» и «$H_{п\ би}$» соединены с валом сельсина-приемника через шестеренчатую передачу с дифференциалом. Когда долото находится на забое, счетчик «$H_{п.би}$» застопорен и вращение сельсин-приемника передается счетчику «H», на валу которого установлен кулачок, замыкающий контакты и выдающий электрический сигнал при изменении показаний счетчика на величину $\Delta_г$. При подъеме бурильного инструмента (отрыве долота от забоя) выдается электрический сигнал отрыва долота и стопорится счетчик «H». В результате вращения сельсина-приемника передается счетчику «$H_{п.би}$» до тех пор, *пока долото не установится на* забое скважины. Между валом сельсина-приемника и шестеренчатой передачей расположена электромагнитная муфта, выключающая передачу от вала сельсина-приемника к счетчикам «H» и «$H_{п.би}$» по команде датчика веса *при холостых ходах* талевого блока буровой.

В АГКС-65 и АГКС-4АЦ устройства для определения T_1, $Q_{вых}$ и E представляют собой сумматоры, собранные на шаговых искателях. *Устройство для определения* T_1 подсчитывает число m_T (численно равное T_1) сигналов времени $\Delta t_Δ$, поступивших непосредственно в процессе бурения за период между смежными сигналами H с шагом $\Delta_г$. Устройство для определения $Q_{вых}$ подсчитывает число t_Q (*численно равное* $Q_{вых}$) сигналов объема ПЖ $\Delta V_{ж1}$ за интервал времени t_Q, задаваемый таймером, в панели глубин и расхода станции, который включается по сигналу H. Устройство для определения E подсчитывает число m_E (пропорциональное E с постоянным коэффициентом пропорциональности) сигналов объема ПЖ $\Delta V_{жΔ}$, поступивших непосредственно в процессе бурения за период между смежными сигналами H с шагом $\Delta_г$.

В АГКС-5/АГИС-2 величины T_1, $Q_{вых}$, $Q_п$, а также число $m_{Eи}$ (число m_E в функции исправленных глубин) вычисляются мини-ЭВМ системы по соответствующим формулам (см. табл. VIII.2).

§ 65. АППАРАТУРА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Имеются два вида аппаратуры для диэлектрического каротажа.

Аппаратура АДК-1 [10]

Аппаратура *рассчитана на работу с* одножильным кабелем. Рабочая частота 43 МГц. Зонд И0,25И0,75Г. Измеряемый параметр cos Δφ. Максимально возможный

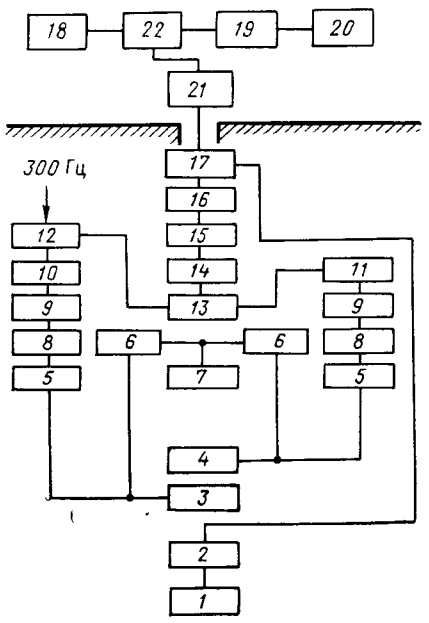


Рис. XIV.5. Блок-схема аппаратуры АДК-1.

1 — высокочастотный генератор; *2—4* — излучающая и приемные катушки зонда; *5* — усилитель высокой частоты; *6* — умножитель частоты; *7* — гетеродин; *8* — преобразователь частоты; *9*— усилитель промежуточной частоты; *10* и *11* — ограничители; *12* — амплитудный модулятор; *13*— фазовый детектор; *14* — усилитель низкой частоты; *15* — частотный модулятор; *16* — выходной каскад; *17* — блок питания; *18—20* — наземные источники питания; *21* — блок управления: *22* — панели ИПЧМ

диапазон однозначного измерения при регистрации в режимах «работа I» и «работа II» 0—360°. Уровень сигнала в каждой приемной катушке не менее 5 % прямого поля. Уровень помехи соседнего канала не более 3,5 % полезного сигнала. Фазово-амплитудная погрешность при изменении уровня сигнала в приемных катушках 5—200 % прямого поля не более 5°. Отклонение фазы при изменении температуры в диапазоне 20—120° не более 5°. Максимальная рабочая температура 120 °С. Гидростатическое давление до 40 МПа. Диаметр прибора 90 мм, длина 3980 мм, масса 90 кг. Скважинный прибор питается переменным током 250±10 мА частотой 300 Гц и постоянным током 330±10 мА.

Аппаратура (рис. XIV.5) состоит из скважинного прибора и наземной части.

В скважинном приборе размещены: генератор высокой частоты, зонд с одной излучающей и двумя приемными катушками и двухканальная приемная часть.

Излучающая катушка *2* является нагрузкой генератора высокой частоты *1* и создает в среде высокочастотное электромагнитное поле. В приемных катушках *3* и *4* наводится э. д. с. высокой частоты, зависящая от электрических свойств окружающих пород и промывочной жидкости.

В усилителях высокой частоты (УВЧ) *5* обоих каналов сигнал усиливается и поступает на входы преобразователей частоты *8*. На выходы УВЧ подается также напряжение с буферных умножителей частоты *6*, соединенных с гетеродином *7*. Поскольку частоты измеряемого сигнала и гетеродина различаются всего на 0,45 %, оба сигнала усиливаются трактом УВЧ.

В преобразователях *8* обоих каналов выделяются сигналы промежуточной частоты, которые затем усиливаются и ограничиваются по амплитуде в каскадах усиления промежуточной частоты *9*, охваченных АРУ, и ограничителях *10* и *11*. После ограничения сигнал одного из каналов модулируется по амплитуде фиксированным напряжением 300 Гц модулятором *12* и подается на первую сетку фазового детектора *13*. На третью сетку этого детектора подается немодулированный сигнал с ограничителя *11* второго (опорного) канала.

В синхронном детекторе осуществляется перемножение сигналов и выделение низкочастотного напряжения частотой 300 Гц, амплитуда которого пропорциональна косинусу фазового сдвига входных сигналов. Выходное напряжение синхронного детектора усиливается в усилителе низкой частоты *14* и подается на вход телеметрической системы, включающей частотный модулятор *15* и выходной каскад *16*.

Генератор и приемная часть питаются через блок *17* скважинного прибора постоянно-переменным током от наземных источников УВК-1, УГ-1 *18*, *19* и УВК-2 *20*.

Блок управления *21*, входящий в панель ИПЧМ *22*, служит для управления цепями калибровки прибора.

Калибруется аппаратура включением ее в положение «стандарт». При этом устанавливается фиксированный фазовый сдвиг сигналов на входах фазового детектора, равный нулю ($\cos\Delta\varphi = 1$). Достигается это путем подключения ограничителя опорного канала одновременно к третьей сетке фазового детектора и ко входу амплитудного модулятора. Калибровка проводится как на поверхности, так и в скважине.

Для расширения диапазона измерения разности фаз и оценки нестабильности характеристик прибора предусмотрены два режима работы в скважине: «работа I» и «работа II».

В режиме «работа I» нагрузочные контуры преобразователей частоты подсоединены через коммутатор к анодам одноименных ламп преобразователей обоих каналов. В режиме «работа II» соединены разноименные аноды и контуры. При этом в одном из режимов разность фаз близка к нулю, т. е. совпадает со стандарт-сигналом, а в другом близка к 30°.

При работе с аппаратурой АДК-1 записываются следующие контрольные и калибровочные данные: в воздухе перед спуском в скважину и после записи диаграммы записывается стандарт-сигнал в режимах «работа I» и «работа II» для оценки величины начального фазового сдвига. В скважине записывается только стандарт-сигнал, по величине $\cos\Delta\varphi = \pm 1$ которого устанавливается масштаб диаграммы.

Аппаратура ВДК-1 [32]

Аппаратура ВДК-1 предназначена для работы с одно- и трехжильным бронированными кабелями. Рабочая частота 43 МГц, зонд И0,3И0,7Г (И0,25И0,75Г). Измеряемый параметр $\sin\Delta\varphi/2$. Диапазон измеряемых значений разности фаз 0—180°. Фазово-амплитудная погрешность при изменении сигнала 5—200 % прямого поля не более 3°. Максимальная рабочая температура 90 °С, максимальная гидростатическое давление 40 МПа. Питание прибора осуществляется переменным (одножильный вариант) или постоянным (трехжильный вариант) током.

Блок-схема аналогична приведенной на рис. XIV.5. Отличие заключается в том, что после ограничителей *10* и *11* постоянные по амплитуде напряжения промежуточной частоты поступают на сумматор, на выходе которого выделяется сигнал, пропорциональный $\sin\Delta\varphi/2$. Последний после усиления и детектирования подается на поверхность к регистратору каротажной станции.

Калибровка осуществляется поочередным закорачиванием входов сумматора. На регистраторе получаются напряжения $\sin\Delta\varphi/2 = 0{,}5$. При этом контролируется равенство и постоянство выходных напряжений сумматоров. Контрольным замером является также фазовый сдвиг в воздухе, который регистрируется перед записью диаграммы и по окончании проведения каротажа.

§ 66. АППАРАТУРА ДЛЯ ТЕРМОМЕТРИИ

Дистанционное измерение температуры в скважине осуществляют термометром сопротивления, в котором чувствительным элементом, реагирующим на изменение температуры, являются терморезисторы. Измерительная схема термометра представляет собой равноплечный (потенциометрический) мост, питаемый током силой i (в мА).

Мостиковый термометр сопротивления характеризуется следующими величинами:

нулевой температурой T_0 — температурой, при которой сопротивления плеч моста равны и напряжение ΔU (в мВ) в измерительной диагонали моста равно нулю;

Таблица XIV.7

Постоянная мостикового термометра в градус/Ом

Число чувствительных плеч	Сопротивление нечувствительных плеч	C
2	R_0	$2/\alpha R_0$
1	R_0	$4/\alpha R_0$
1	R_1; R_2; R_3	$(R_1+R_2+R_3+R_0)/\alpha R_1 R_0$

Примечание. Мост равноплечный. Сопротивление при T_0 чувствительного плеча равно R_0, R_1 —плечо, противолежащее чувствительному.

постоянной термометра C (в градус/Ом) — которая при заданном токе питания [1] моста определяет чувствительность термометра и зависит от схемы включения терморезисторов в измерительный мост и от их температурного коэффициента α (табл. XIV.7);

[1] С увеличением тока питания мостиковых термометров увеличивается их чувствительность. Максимальный ток питания ограничивается допустимым перегревом терморезисторов и для большинства скважинных термометров равен 10—15 мА.

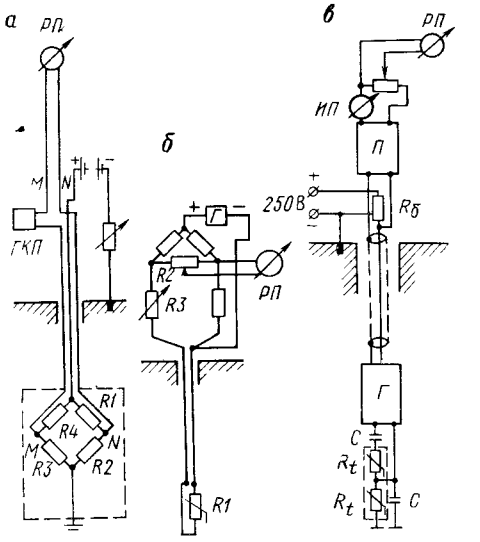


Рис. XIV.6. Схемы измерения температуры в скважине электрическими термометрами на трехжильном (*а*) и одножильном (*б*) кабелях и термометрами типа ТЭГ (*в*).

РП — регистрирующий прибор; *ГКП* — градуированный компенсатор, *ИП* — индикаторный прибор; $R_б$ — балластное сопротивление; *Г* — генератор; *П* —периодомер.

Таблица XIV.8

Технические характеристики термометров сопротивления

Параметр	Марка термометра				
	ЭТМИ-58	ЭТС-2У	ТЭГ 2	ТЭГ-60	ТЭГ-36
Необходимое для работы с термометром число жил кабеля	3	3	1	1	1
Сопротивление чувствительного плеча при 200 °С, Ом	230	94	750	750	750
Сопротивление постоянного плеча, Ом	230	100	—	—	—
Примерное значение T_0, °С	35	40	—	—	—
Постоянная прибора C, градус/Ом	4,5	5	—	—	—
Тепловая инерция τ_0, с	0,8	0,4	1,5	2	2
Погрешность измерения[1], %	1	1	2	1	1
Порог чувствительности[2]	<0,1 °С				
Максимальная допустимая температура, °С	+170	+120	+120	+200	+150
Максимальное давление, МПа	80	40	10	120	100
Диаметр прибора, мм	60	42	73	60	36
Длина прибора (без косы), мм	980	550	1960	2045	2010
Масса, кг	8,6	2,5	30,0	19,0	8,0

[1] Погрешность измерения складывается из погрешностей: эталонирования, градуированного компенсатора, используемого для сдвигов температурной кривой, временного и температурного дрейфа параметров измерительной схемы, установки масштаба записи и взятия отсчетов

[2] *Порог чувствительности, или разрешающая способность, — минимальная величина локального изменения температуры, которую можно обнаружить над уровнем самопроизвольных флуктуационных изменений выходного сигнала аппаратуры. Для мостиковых термометров сопротивления он определяется кратковременной нестабильностью тока их питания, а для термометров типа ТЭГ — нестабильностью напряжения питания анодов и накалов ламп наземной аппаратуры.*

чувствительностью термометра $N = \frac{1}{C}\, i$ (в мВ/градус) — коэффициентом пропорциональности между изменениями выходного сигнала термометра и температуры. При заданной постоянной по напряжению m (в мВ/см) регистрирующего прибора чувствительность N определяет масштаб записи термограммы $n = m/N = mC/i$ градус/см;

постоянной времени τ_0 (тепловая инерция термометра) — временем t, в течение которого термометр, перенесенный из среды с температурой T_1 в среду с температурой T_2, воспримет 0,63 разности температур этих сред:

$$\Delta T = (T_2 - T_1)\, e^{\tau_0/T} = 0{,}63\,(T_2 - T_1)$$

при $t = \tau_0$;

измеренной температурой $T = T_0 + C\Delta U/i$.

Схемы измерения температуры в скважине электрическими термометрами приведены на рис. XIV.6.

При использовании схемы, изображенной на рис. XIV.6, *б* из-за влияния потенциалов ПС и непостоянства сопротивления обратного провода (брони кабеля) погрешности значительны. Поэтому предпочтительнее использовать схему рис. XIV.6, *в*, в которой изменение сопротивления терморезистора преобразуется в изменение периода или частоты выходного сигнала, передаваемого по одножильному кабелю практически без помех. Схема рис. XIV.6, *б* используется лишь в скважинном термокондуктивном дебитомере СТД.

Сведения о технических характеристиках скважинных термометров приведены в табл. XIV.8.

Эталонирование термометров, т. е. нахождение зависимости $T = F(\Delta U)$ для мостиковых или $T = F(T)$ для ТЭГ, осу-

Таблица XIV.9

Комплексная скважинная аппаратура

Наименование	Марка	Методы каротажа	Глубина погружения, м	Диаметр, мм	Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Примечание
Приборы для бурящихся нефтегазовых скважин							
Двухпараметровый скважинный прибор РК	ДРСТ-3-90 ДРСТ-3-60	ГК, НГК, ННК	5000	90 60	100	120	ДРСТ-3-60 предназначен также для исследования скважин на рудных месторождениях
Прибор нейтронного и гамма-каротажа	СП-62	ГК, НГК	5000	95	100	200	
Универсальный термостойкий каротажный радиометр	ТРКУ	ГК, НГК, ННК	8000	100	100	200	Выпускается малой серией
Термостойкий каротажный радиометр для скважин малого диаметра	Р-3	ГК	8000	60	150	230	То же
Термостойкий каротажный радиометр на высокие давления	РКД	ГК, НГК	7000	73	150	200	Выпускается малой серией
Термостойкий одноканальный скважинный прибор РК	РКМТ-48	ГК, НГК	7000	48	120	200	Предназначен для каротажа нефтегазовых скважин диаметром 90 мм
Аппаратура многозондового нейтронного каротажа	АМНК-1	ГК, ННК	4000	73	100	130	Предусмотрены измерения четырьмя зондами за два спуска
Скважинный прибор плотностного ГГК	РГП-2	ГК, ПГГК	5000	110	80	140	Использовано прижимное устройство многократного действия, открывающееся на максимальной глубине
Прибор для детального и стандартного каротажа	К-1	БКЗ, БК, Кав, ПС	6	73	100	12	Информация передается в цифровом виде 16-канальной телесистемой
Прибор для электрического каротажа	Э-1	БКЗ, БК	7	73	150	200	В наземной измерительной панели применен логарифматор
Прибор для индуктивного каротажа	АНК-4	ИК, БКЗ	7	102	100	150	
Прибор для бокового и радиоактивного каротажа	БКР-3	БК, ГК, НГК, ГГК	2	50	20	50	

Продолжение табл. XIV.9

Наименование	Марка	Методы каротажа	Глубина погружения, м	Диаметр, мм	Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Примечание
Скважинный комплексный радиометр	РКС-1	ГК, ПГГК	4500	90	60	120	Прижимное устройство с дистанционным управлением. Диаметры исследуемых скважин более 150 мм
Приборы для действующих нефтегазовых скважин							
Одноканальный скважинный прибор РК	РКМ-4	ГК, НГК	4000	42	36	70	*Служит для* метода радиоактивных изотопов и исследования действующих скважни
Гамма-гамма-плотномер	ГГП-1М	ГК, ГГК	3000	42	30	42	Служит для измерения плотности нефтеводяной смеси в диапазоне 0,7—1,4 г/см³
Гамма-гамма-плотномер с пакером	ГГП-П	ГК, ФГГК	3500	32	25	50	То же, для малодебитных скважин с застойной водой. Диапазон 0,7—1,2 г/см³
Трехканальный прибор РК	ТРС-НК ТРС-ГГП	ГК, НГК, ФГГК, ПГГК	4000	42	40	120	Предназначен для определения ВНК и ГНК (прибор ТРС-НК) и исследования внутрискважинного пространства (прибор ТРС-ГП)
Малогабаритный прибор РК	РК-25М	ГК, ПГГК	3000	25	30	100	Для работы в межтрубном пространстве действующих насосных скважин
Приборы для каротажа рудных скважин							
Радиометрический прибор для угольных и рудных скважин	РУР-1	ГК, ПГГК, ZГГК	2000	62 для ПГГК, 42 для ZГГК	20	50	Применим для исследования гидрогеологических скважин и неглубоких нефтяных и газовых скважин малого диаметра
Трехканальный каротажный сцинтилляционный радиометр	РСК-3	ГК, ПГГК, ГГК	2000	62 для ПГГК, 42 для ZГГК	20	50	
Двухпараметровый скважинный прибор РК	ДРСА	ГК и ПГГК или ZГГК, НГК и ННК	3000	36 для ГК и ZГГК 50 для ПГГК	40	50	

Таблица XIV.10

Технические характеристики каналов связи «забой — устье»

Канал связи	Наибольшая глубина скважины, м	Полоса частот телепередачи, Гц	Пропускная способность — информация, двоичные ед/с	Наибольшее число передаваемых параметров
Гидравлический	6000	0,45	0,7	2
Электрический проводной (например, при применении электробура)	Не ограничена	8000	$13 \cdot 10^3$	>20
Электрический бескабельный (*по колонне бурильных труб*)	3000	2	3—4	4—5
Электрический комбинированный (с закорачиванием с помощью кабеля нижней части колонны бурильных труб) при расстоянии от верхнего конца кабеля до поверхности ⩽3000 м	Не ограничена	2	3—4	4—5
То же, при расстоянии ⩽1000 м	Не ограничена	4	6—8	<8

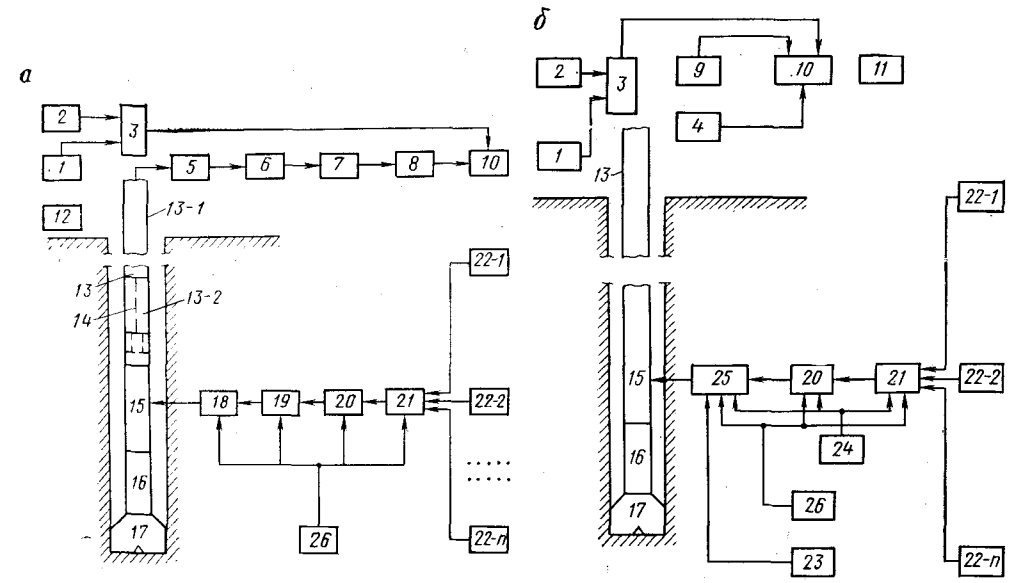


Рис. XIV.7. Блок-схемы систем каротажа в процессе бурения.

а — систем с электрическим комбинированным каналом связи «Забой»; *б* — систем с автономным скважинным прибором АПК-1 и АПК-М. *1* — датчик глубин; *2* — датчик веса (выключатель «мертвого конца»); *3* — глубиномер; *4* — датчик циркуляции ПЖ в желобе скважины; *5* — приемник информации из канала связи; *6* — фильтр помех промышленной частоты и теллурических токов; *7* — усилитель; *8* — преобразователь (демодулятор); *9* — таймер; *10* — прибор, регистрирующий забойные параметры в функции глубин (рис. *а*) или углубление скважины в функции времени (рис. *б*); *11* — прибор для перезаписи в функции глубин информации АСП, зарегистрированной в функции времени; *12* — лебедка со сбросовыми концами кабеля комбинированного канала связи; *13* — колонна бурильных труб (при применении комбинированного канала связи; *13* — *1* — часть колонны, используемая в качестве канала связи; *13* — *2* — часть колонны, закороченная сбросовым концом кабеля); *14* — сбросовый конец кабеля; *15* — труба-зонд с СП (см. рис. *а*) или с АСП (см. рис. *б*); *16* — турбобур; *17* — долото; *18* — устройство ввода информации в канал связи; *19* — усилитель мощности СП; *20* — преобразователь забойной информации (модулятор) СП или АСП; *21* — измерительная схема СП или АСП; *22* — датчики измеряемых параметров (от 1 до *n*); *23* — датчик циркуляции ПЖ в скважине; *24* — таймер АСП; *25* — регистрирующий прибор АСП; *26* — источник питания СП или АСП

Таблица XIV.11

Краткие технические характеристики систем каротажа в процессе бурения

Показатель	«Забой»	АПК-1	АПК-М
Назначение	Проведение каротажа в процессе бурения скважины и измерение забойных технологических параметров	Проведение каротажа в процессе бурения скважины	Проведение каротажа в процессе бурения скважины и измерение забойных технологических параметров
Решаемые задачи	Оперативное получение информации для литологического расчленения разреза скважины и оптимизации процесса обнаружения и вскрытия геологических объектов в процессе бурения скважины	Получение данных для ориентировочного литологического расчленения разреза скважины и уточнение точек опробования пластов	Получение данных для литологического расчленения разреза скважины и оптимизации процесса обнаружения и вскрытия геологических объектов на последующих интервалах скважины
Применение	Самостоятельно и в комплексе автоматических газокаротажных станций и автоматизированных геохимических и геофизико-геохимических систем исследования скважин в процессе бурения		
Число измеряемых на забое параметров	8	2	9
Комплекс измеряемых параметров	В процессе бурения скважины: КС боковым зондом, ГК, частота вращения долота $n_д$ и нагрузка на долото $P_д$, амплитуда $A_{вб}$ и частота $f_{вб}$ вибрации колонны бурильных труб в функции глубины скважины; во время наращивания инструмента: азимут α и зенитный угол φ скважины, угол установки отклонителя бурильного инструмента $\varphi_{уо}$	В процессе бурения скважины: КС двумя зондами в функции времени в АСП и углубление скважины в функции времени в наземной аппаратуре; во время спуско-подъемных операций (СПО) в наземной аппаратуре перезапись КС двумя зондами в функции глубин в аналоговой и цифровой формах	В процессе бурения скважины КС четырьмя зондами, ГК, φ, $n_д$, $P_д$ и момент на долоте $M_д$ в функции времени в АСП и углубления скважины в функции времени в наземной аппаратуре; во время СПО перезапись КС четырьмя зондами ГК, φ, $n_д$, $P_д$ и $M_д$ в функции глубин в аналоговой и цифровой форме

ществляется в термостате, в котором температура жидкости контролируется образцовыми ртутными термометрами с ценой деления не хуже 0,1°.

Для точного определения постоянной времени τ_0 используют две емкости, в одной из которых находится вода со льдом (T_1), в другой — вода, теплее на 10—15° (T_2). Выдержав 15—20 мин термометр в емкости с температурой T_1, быстро переносят его во вторую. Процесс восприятия температуры фиксируют регистратором с механизмом отметки на диаграмме марок времени, по которым и рассчитывают τ_0.

Исходя из допустимой погрешности или порога чувствительности ΔT, определяют допустимую скорость перемещения термометра v (в м/ч) в скважине:

$$v = 3600\Delta T/G\tau_{од},$$

где G — градиент температуры в скважине (для естественного поля Г) в градус/м; $\tau_{од}$ — динамическая тепловая инерция, которая в 1,5—2,5 раза выше τ_0, определенной в стационарных условиях.

§ 67. КОМПЛЕКСНАЯ АППАРАТУРА

Комплексная скважинная аппаратура (табл. XIV.9) предназначена для проведения геофизических исследований скважины несколькими методами.

§ 68. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Каротаж в процессе бурения может производиться системами с передачей забойной информации на поверхность по какому-либо каналу связи, а также системами с консервацией измеряемой информации в автономном скважинном приборе (АСП) и ее извлечением из него после подъема бурильного инструмента. При использовании систем с каналом связи обеспечивается возможность оперативного получения информации о разрезе скважины, забойных технологических параметрах, оптимизации процесса обнаружения и вскрытия геологических объектов в разрезе скважины. С помощью систем с АСП обеспечивается возможность исследования в процессе бурения скважин, где применение систем с каналом связи затруднено, а также получения информации, необходимой для оптимизации процесса бурения и обнаружения геологических объектов на последующих интервалах скважины. Любые системы каротажа в процессе бурения обеспечивают сокращение времени простоя под геофизическими исследованиями.

Из табл. XIV.10 следует, что с учетом распространенности в СССР турбинного и роторного способов бурения скважин наиболее перспективным является электрический бескабельный или комбинированный канал связи. В СССР в настоящее время разрабатывается система «Забой» (рис. XIV.7, *а*) с комбинированным электрическим каналом связи для комплексной системы геофизико-геохимических исследований скважин в процессе бурения.

Разработаны с автономными скважинными приборами АПК-1 и АПК-М (см. рис. XIV.7, *б*).

Основные данные систем приведены в табл. XIV.11.

Глава XV
РАЗЛИЧНАЯ СКВАЖИННАЯ АППАРАТУРА

§ 69. СКВАЖИННЫЕ КАВЕРНОМЕРЫ И ПРОФИЛЕМЕРЫ

Предназначены для регистрации изменений диаметра скважин с глубиной с помощью прижимного устройства.

Прижимное устройство выполнено в виде системы неравноплечих рычагов, оси вращения которых находятся на корпусе прибора. Длинные концы рычагов посредством пружин прижимаются к стенке скважины. В каверномере бывает три или четыре рычага, связанные между собой так, что при любом их раскрытии ось прибора располагается в центре окружности, проведенной через концы рычагов. Диаметр этой окружности является измеряемой величиной при кавернометрии. В комплексных приборах (КМБК-3, МБК и др.) вместо рычагов используются рессоры, пучности которых прижимаются к стенке скважины за счет собственной упругости. Короткие концы рычагов от оси прибора преобразуются в электрическую величину.

Скважинными профилемерами регистрируются изменения профиля ствола скважины в двух или более продольных сечениях. Они отличаются от каверномеров лишь тем, что их рычаги попарно связаны между собой механически или электрически так, что каждая пара измеряет диаметр скважины в данном продольном сечении. Раствор каждой пары рычагов преобразуется в электрическую величину своим датчиком. Таким образом, показания профилемера характеризуют отклонение данного попе речного сечения ствола от окружности.

Каверномеры и профилемеры (табл. XV.1) опускаются в скважину со сложенными рычагами, которые раскрываются на нужной глубине электрическим сигналом с поверхности. Подъем прибора до устья скважины производится при открытых рычагах. Исключением является прибор КСУ-Т. Его рычаги могут быть открыты для измерений и закрыты для повторного спуска. Это достигается с помощью силового привода, включаемого с поверхности.

§ 70. ИНДУКЦИОННЫЙ СКВАЖИННЫЙ ИНДИКАТОР ДЕФЕКТОВ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Предназначен для контроля состояния обсадных труб с целью обнаружения локальных нарушений типа трещин и разрывов, а также оценки износа путем определения внутреннего диаметра.

В аппаратуре использован способ возбуждения вихревых токов в металле обсадной колонны излучающей катушкой зонда. Приемной катушкой воспринимаются два сигнала, один из которых преимущественно зависит от электропроводности, а другой — от магнитной проницаемости металла трубы. Фазовый сдвиг каждого из этих сигналов относительно фазы возбуждающего тока различен, что позволяет осуществлять их разделение. На электропроводность трубы оказывают влияние трещины и разрывы, а эффективная магнитная проницаемость зависит от различия диаметров катушки и трубы.

Зонд центрирован в обсадной колонне, а для повышения чувствительности диаметр катушек максимально приближен к внутреннему диаметру трубы.

В комплект аппаратуры входят два сменных зонда: один для труб диаметром 127 мм, другой для труб диаметром 204—320 мм. Прибор работает на одножильном кабеле

Таблица XV.1

Скважинные каверномеры и профилемеры

Характеристика	КС-1	КСУ-1	КМ-1	КМ-2	СКП-1	СПР-1
Название и назначение	Каверномер скважинный для нефтяных и газовых скважин	Каверномер скважинный управляемый для нефтяных и газовых скважин	Каверномер малогабаритный для скважины малого диаметра	Каверномер малогабаритный для скважины малого диаметра	Скважинный каверномер-профилемер для нефтяных и газовых скважин	Скважинный профилемер-радиусомер для нефтяных и газовых скважин
Наземная аппаратура:	Панель, входящая в состав комплекта		Отсутствует	Панель, входящая в состав комплекта	Блок управления к панели ИПЧМ	Панель, входящая в состав комплекта
размеры, мм	282×132×172		—	252×145×100	350×260×75	125×260×350
масса, кг	2,5	2,2	—	2,0	3,2	7,5
Регистрирующее устройство	Фоторегистратор либо самописец каротажной станции					Визуальный отсчет при остановке прибора
Скважинный прибор:						
наибольший диаметр, мм	80	73	48	36	73	110
рабочая длина, мм	1500	2000	1800	1860	3200	3450
транспортировочная длина, мм	1500	2000	1800	1860	1400±1800	1600+2100
масса, кг	40	35	15	10	56,7	130
Число измерительных рычагов	4	3	3	3	4	8
Характер измерений	Непрерывный					Точечный
Измеряемые величины	Средний диаметр				Два диаметра	Угол ориентации, восемь радиусов
Пределы измерения диаметра (радиуса), мм	100—800	100—760	60—350	40—400	100—760	60—400
Основная погрешность измерения, мм	±10	±10	±7	±4	±10	±12
Число одновременно регистрируемых параметров	1	1	1	1	2	1
Способ передачи показаний датчиков по кабелю	Непосредственный				ЧМ—ЧР	Непосредственный
Тип каротажного кабеля	Трехжильный				Одножильный	
Максимальная длина кабеля, м	5000	7500	2000	3500	5000	5000
Величина постоянного тока питания управляющего устройства, А	0,5	0,2	0,34	0,12	0,2	0,2
Скорость измерения, м/ч	1000	1200	1000	1000	1200	—
Максимальный допустимый угол искривления скважины, градус	30	40	20	30	30	15
Допустимая температура окружающей среды, °С:						
для скважинного прибора	0—150	10—200	0—80	10—100	0—150	0—130
для наземной панели	(—10)—40	(—30)—50	—	(—10)—45	(—10)—50	(—10)—50
Допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	100	100	30	20	100	100
Допустимое время непрерывной работы, ч	8	8	4	4	8	8
Тип прижимного устройства	Однократно управляемое	Управляемое		Однократно управляемое		

Примечания. Все приборы питаются от источников электропитания каротажной станции.

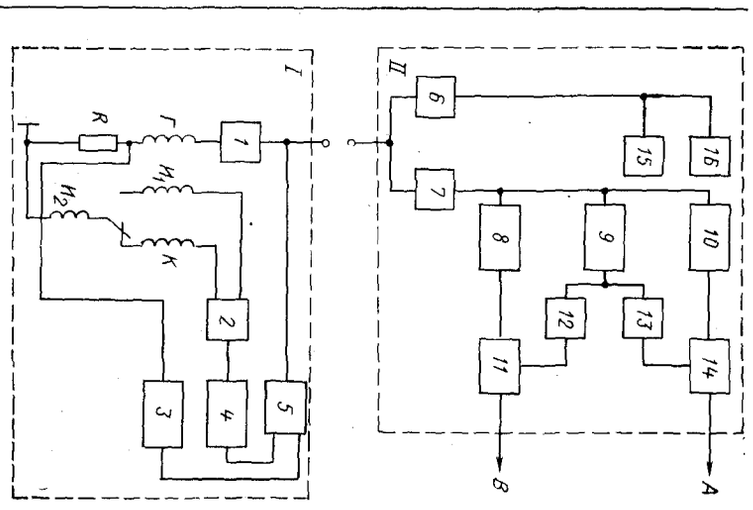


Рис. XV.1. Схема индукционного скважинного индикатора дефектов.

I — скважинный прибор; *II* — наземный пульт; *Г* — генераторная катушка зонда; *R* — резистор; $И_1$, $И_2$ — измерительные катушки зонда; *К* — компенсационная катушка; *1* — фильтр; *2* — коммутатор; *3* — канал ЧМ 7,8 кГц для передачи опорного напряжения; *4* — канал ЧМ 14 кГц для передачи информационного сигнала; *5* — суммирующий выходной каскад; *6* — фильтр низкой частоты; *7* — фильтр высокой частоты; *8* — канал 14 кГц; *9* — канал 7,8 кГц; *10* — параллельный канал 14 кГц; *11* — фазовый детектор канала «дефекты»; *12* и *13* — фазовращатели; *14* — фазовый детектор канала «диаметр»; *15* и *16* — источники питания; *АВ* — выход на регистратор каналов «дефекты» и «диаметр»

при давлении до 80 МПа и температуре до 150 °С. Прибором уверенно регистрируются дефекты протяженностью по длине трубы 60 мм для колонны диаметром 127 мм и 100 мм для колонны диаметром 204—230 мм; максимальное регистрируемое изменение внутреннего диаметра трубы 1 мм.

Скважинный прибор питается постоянным током 160 мА и переменным током частотой 300 Гц (рис. XV.1). Последний протекает через генераторную катушку *Г* зонда и резистор *R*, с которого снимается опорный сигнал, передающийся по каналу 7,8 кГц телесистемы ЧМ — ЧР. Информационный сигнал передается по каналу 14 кГц той же телесистемы.

При поисковой записи, когда требуется лишь обнаружить нарушения обсадной колонны, измерительная катушка $И_2$ включена последовательно с компенса-

Таблица XV.2

Инклинометры

Характеристика	КИТ	КИТА	ИТ-200	МИ-30	ИГ-50
Название	Инклинометр	Инклинометр	Инклинометр термостойкий	Инклинометр малогабаритный	Инклинометр гироскопический
Наземная аппаратура: тип	КИТ-2	КИТ-2	ИТ-1	АЯП-2-702	ИГ-50
размеры, мм	238×209××190	238×209××190	338×209××190	338×209××190	—
масса, кг	8	8	8	8	58,5 с принадлежностями
Скважинный прибор: наибольший диаметр, мм	60	74	74	30	50
рабочая длина, мм	1800	1800	1944	2100	2040
масса, кг	30	40	40	9,5	12,5
Пределы измерения угла, градус	0—50	0—50	0—50	0—50	0—60
Основная инструментальная погрешность измерения азимута, градус	±3 при угле 3°			±5 при угле более 5°	
Время успокоения чувствительных элементов, с	12	12	12	10	10
Время, необходимое для измерения на одной точке, с	25	25	25	25	Не нормируется
Источник питания	От каротажной станции		От собственного выпрямителя		
Постоянный ток питания, А	0,45	0,45	0,45	0,7—0,8	4,6
Тип каротажного кабеля	Одножильный либо трехжильный		Одножильный	Одножильный, трехжильный	Трехжильный
Наибольшая длина каротажного кабеля, м	5000	7000	7000	5000	2000
Тип присоединительного устройства	Стандартный			Специальный	
Допустимое внешнее давление для скважинного прибора, МПа	65	120	120	80	15
Допустимая температура окружающей среды, °С: для скважинного прибора	120	120	200	130	60
для наземной панели	(—10)—40	(—10)—40	(—10)—40	(—10)—40	—

Примечания. 1. Все приборы измеряют два параметра точечным способом с визуальным отсчетом. 2. Пределы изменения азимута 0—360°. 3. Основная инструментальная погрешность измерения угла ±30 мин. 4. Допустимое время непрерывной работы 8 ч.

ционной катушкой *К*. При детализационной записи, когда требуется уточнить границы нарушений, две одинаковые измерительные катушки $И_1$ и $И_2$ включены встречно, а компенсационная отключена.

Изменение режима работы осуществляется коммутатором *2*, управляемым из наземного блока, в котором сигналы поступают на входящий в комплект аппаратуры пульт, являющийся разновидностью пульта ИПЧМ.

§ 71. ИНКЛИНОМЕТРЫ

Предназначены для измерения угла и азимута искривления скважин (табл. XV.2). Все приборы, кроме ИГ-50, применимы в скважинах, бурящихся в немагнитных породах, в открытом стволе либо в немагнитных бурильных трубах.

Все инклинометры, кроме ИГ-50, основаны на следующем принципе измерения (рис. XV.2).

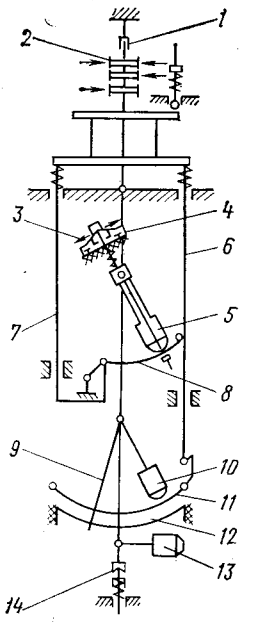


Рис. XV.2. Кинематическая схема рамки инклинометра.

1 — верхняя опора; *2* — коллектор; *3* — магнитная стрелка; *4* — реохорд азимута; *5* — груз датчика азимута; *6* и *7* — толкатели механизма фиксации; *8* — фиксатор магнитной стрелки; *9* — контактная стрелка отвеса угла; *10* — отвес угла; *11* — фиксатор отвеса угла; *12* — реохорд угла; *13* — ориентирующий груз рамки; *14* — нижняя опора. На рисунке вертикальное направление совпадает с осями деталей *5* и *10*

В инклинометре установлены отвес, занимающий постоянно вертикальное положение, и магнитная стрелка, сохраняющая направление север — юг в горизонтальной плоскости. Корпус инклинометра, опущенного в скважину, располагается параллельно оси скважины. Угол искривления равен углу между направлением отвеса и осью прибора, а азимут — углу между направлением на север и вертикальной плоскостью, проходящей через ось прибора.

Отвес и буссоль расположены на рамке, которую груз, смещенный относительно оси ее вращения, совмещает с плоскостью искривления скважины, а вместе с ней и плоскости качания отвеса и груза, который устанавливает ось стрелки в вертикальное положение.

Отвес связан с ползунком дугового, а магнитная стрелка — с ползунком кольцевого реохорда. При остановке прибора на заданной глубине, после успокоения подвижных частей, по сигналу с поверхности электромагнит прижимает ползунки стрелки и отвеса к своим реохордам, закорачивая часть их сопротивления. Каждый датчик подключается к кабелю поочередно. Измерение сопротивления незакороченной части реохорда осуществляется через кабель с помощью измерительного моста, расположенного в наземном пульте. Величина этого сопротивления в известном масштабе соответствует углу и азимуту искривления скважины.

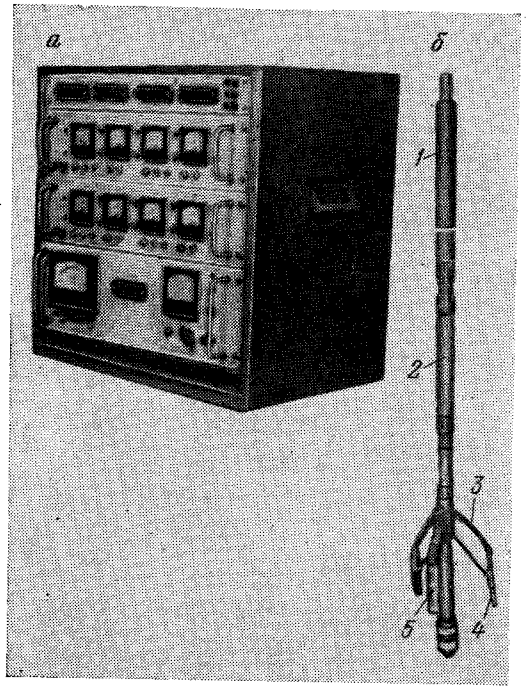


Рис. XV.3. Пластовый наклономер НИД-1.

а — наземный пульт; *б* — скважинный прибор; *1* — электронный блок; *2* — управляемое прижимное устройство; *3* — рычаги прижимного устройства; *4* — башмаки микрозондов; *5* — электроды микрозондов

Гироскопический инклинометр ИГ-50 используется преимущественно в магнитных средах. Для определения угла искривления в нем применен отвес, а для определения азимута — гироскоп, который, будучи приведен в движение, сохраняет неизменным направление своей оси в горизонтальной плоскости. Направление оси гироскопа задается на поверхности и ориентируется к странам света геодезическими методами. Оба чувствительных элемента, как и в других инклинометрах, связаны с измерительными реохордами.

§ 72. ПЛАСТОВЫЕ НАКЛОНОМЕРЫ НП-5 И НИД-1

Указанные наклономеры предназначены (табл. XV.3; рис. XV.3) для определения угла и азимута падения пластов в естественном залегании путем проведения измерений в одной скважине.

При этом производятся детальное расчленение геологического разреза по электрическим свойствам несколькими микрозондовыми установками с фокусировкой

Таблица XV.3

Пластовые наклономеры

Характеристика	НП-5	НИД-1
Название и назначение	Пластовый наклономер; определение элементов залегания пласта путем измерения в одной скважине	
Число одновременно регистрируемых диаграмм КС (число башмаков, рычагов)	4	3
Диаметры, измеряемые прижимными рычагами	Два взаимно перпендикулярных диаметра скважины в данном сечении	Средний диаметр скважины в данном сечении
Способ измерения ориентации скважинного прибора в скважине	Дифференциальный феррозонд, равномерно вращающийся в плоскости нормального сечения прибора. Измеряется интервал между моментами прохождения феррозондом реперной точки и северного направления магнитного меридиана	Три феррозонда, установленных под углом 120° на общем горизонтальном основании и сориентированных относительно реперной точки. Отсчет показаний производится компенсационной схемой со следящей системой
Датчик для измерения зенитного угла	Индуктивного типа, связанный со следящей системой, которая отклоняет ползунок прецезионного потенциометра на угол, соответствующий углу поворота маятника.	Датчики-поплавки со смещенными центрами тяжести, которые связаны с ротором индукционных преобразователей
Телеизмерительная система	Кодо-импульсная система, передающая информацию по кабелю в двоичном коде	Частотная модуляция с использованием двух поднесущих и четырех несущих частот
Характер выходного сигнала	Цифровой в двоичном коде с регистрацией на долговременный носитель для последующей обработки на ЭВМ	Аналоговый, с последующим преобразованием для ввода в ЭВМ
Число одновременно регистрируемых параметров	9	7
Масса скважинного прибора, кг	145	100
Размеры наземного пульта, мм	285×476×330	566×450×554
Масса наземного пульта, кг	20	60

Примечания. 1. Порог чувствительности обоих приборов — изменение тока центрального электрода на 1/1000. 2. Приборы работоспособны при температуре окружающей среды до 120 °С и внешнем давлении до 80 МПа.

тока, измерения расстояний между противоположными микрозондовыми установками, двух ортогональных составляющих зенитного угла, азимута ориентации скважинного прибора (одной из микроустановок) относительно магнитного поля Земли.

Математическая обработка перечисленной информации позволяет определять элементы залегания пласта.

Скважинный прибор включает электромеханический, инклинометрический и электронный блоки.

Электромеханический блок содержит дистанционно управляемый механизм раскрытия-закрытия рычагов многократного действия. На рычагах установлены башмаки микрозондов, обеспечивающих отбивку границ пластов путем записи диаграмм КС. Изменения раскрытия рычагов передаются реостатным датчиком по кабелю и записываются в виде кавернограмм.

В инклинометрическом блоке азимут ориентации измеряется магнитно-модуляционным датчиком. Определение зенитного угла производится путем измерения двух

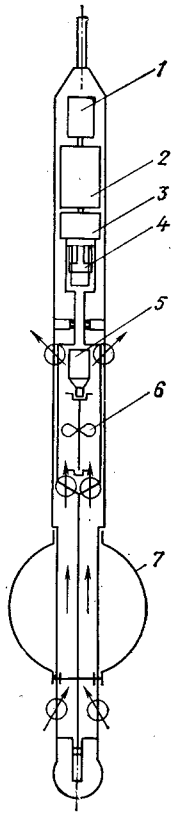


Рис. XV.4. Комплексный прибор расходомер-влагомер «Кобра 36РВ».

1 — электродвигатель; *2* — редуктор; *3* — электронный блок; *4* — передача винт-гайка; *5* — датчик влажности; *6* — турбинка; *7* — пакер. Стрелками указано направление потока жидкости. В приборе «расходомер гидродинамический» датчик влажности (поз. *5*) отсутствует

его составляющих двумя отвесами, плоскости качания которых взаимно перпендикулярны.

Электронный блок содержит телеизмерительную систему, которая обеспечивает управление режимом работы скважинного прибора, обработку и вывод поступившей информации на внешние регистрирующие устройства.

§ 73. РАСХОДОМЕРЫ

Чувствительным элементом гидродинамических расходомеров (рис. XV.4) является четырехлопастная турбинка *6*, установленная в измерительном канале на подпятниках. Прерыватель, приводимый в действие магнитами, установленными на оси турбинки, преобразует вращение последней в электрические сигналы, поступающие по каротажному кабелю на вход наземного блока.

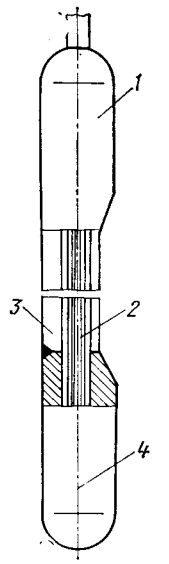


Рис. XV.5. Расходомер термокондуктивный.

1 — кабельная головка; *2* — резистор-датчик; *3* — защитный кожух; *4* — хвостовик

Гидродинамические расходомеры бывают беспакерными и пакерными. В последнем пакер служит для перекрытия скважины и направления потока жидкости через измерительный канал. Открытие и закрытие пакера производятся с помощью электропривода.

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров (рис. XV.5) является резистор-датчик, нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Ре-

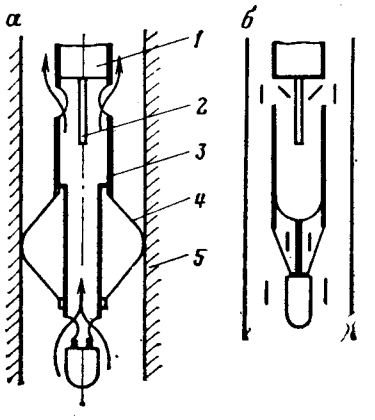


Рис. XV.6. Схемы влагомеров.

а — пакерный; *б* — беспакерный; *1* — преобразователь; *2* — центральная обкладка датчика (проточного конденсатора); *3* — труба — наружная обкладка датчика; *4* — пакер; *5* — обсадная колонна

Таблица XV. 4

Расходомеры

Прибор	Назначение	Диапазон измерения расхода жидкости в м³/ч (температуры в °С)	Погрешность измерения, %	Наибольшая рабочая температура, °С	Наибольшее рабочее давление, МПа	Размеры (диаметр, длина), мм
Расходомер скважинный:						
РГД-4	Измерение расхода жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах	6—100	5	120	60	42; 900
РГД-5	Измерение расхода жидкости в нагнетательных скважинах	1,5—100	5	120	60	80; 1060
ДГД-8	Измерение расхода жидкости в глубиннонасосных скважинах при исследованиях через межтрубное пространство	0,5—6,0	5	80	20	26; 1300
«Кобра 36Р»	Измерение расхода жидкости в скважинах	0,2—33	4	70	30	36; 1400
РГТ-1	Измерение расхода жидкости в скважинах	0,4—12,5	6	100	35	42; 1700
Термокондуктивный СТД-2, СТД-4	Выделение отдающих интервалов	0,02—8		80	35	36; 540 (СТД-2) 25; 430 (СТД-4)
Расходомер-термометр скважинный:						
ТЭД-2	Выделение интервалов притока флюида в скважину и измерение температуры	(0—120)		120	60	36; 1200
Т4	Измерение температуры и расхода в действующих скважинах	(0—150)	1	150	100	36; 1770
Индикатор притока термокондуктивный СТИ-4	Исследование скважин с ограниченным проходным сечением	0,04—12,5		80	30	25; 1865

зистор-датчик включен в мостовую схему, с помощью которой наблюдается изменение его сопротивления при постоянной величине нагревающего тока. По величине этого изменения можно судить о температуре датчика и скорости потока.

Основные технические данные расходомеров приведены в табл. XV.4 и XV.5.

§ 74. ВЛАГОМЕРЫ И ПЛОТНОМЕРЫ

Диэлькометрические влагомеры

Основаны на зависимости диэлектрической проницаемости скважинной жидкости от содержания воды в водонефтяной смеси. Диэлькометрический влагомер представляет собой LC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Нестабильность работы диэлькометрических влагомеров в течение 6 ч не превышает ±1 %, а погрешность определения процентного содержания воды в равномерно смешанной гидрофобной смеси не превышает ±3 % (абсолютных). Применяются беспакерные и пакерные влагомеры (рис. XV.6).

В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне. Его показания зависят от распределения обводненности по сечению колонны и от условий обтекания прибора компонентами жидкости, поступающей из пласта. Поэтому беспакерные влагомеры служат для качественной оценки состава жидкости.

В пакерном влагомере через датчик пропускается вся движущаяся по колонне жидкость. Это позволяет фиксировать притоки нефти и гидрофильную смесь, не выделяемые беспакерным влагомером, а также слабые притоки в скважинах с дебитом ниже 100 м³/сут.

Таблица XV.5

Некоторые скважинные приборы

Характеристика	ВБСТ-1	ФАС-1	«Кобра 36 РВ»	«Поток-5»	АМБК-1
Название и назначение	Индикатор влажности беспакерный	Скважинный фотоаппарат для бокового фотографирования	Комплексный расходомер-влагомер	Комплексная аппаратура для исследования действующих скважин	Автономный прибор для каротажа в процессе испытания скважин
Температурный диапазон работы прибора, °С	10—150	0—60	0—80	0—100	10—100
Размеры прибора, мм:					
диаметр	30	110	36	40	155
длина	1332	1500	1800	2800	1850
Допустимое давление, МПа	30	34	30	30	60
Масса, кг	8	50	8	15	136

Индикатор влажности ВБСТ-1 (см. табл. XV. 5 и рис. XV. 7)

Измеряется емкость конденсаторного датчика по контактно-диэлектрическому методу, при котором изменение емкости вызывается главным образом эквивалентным изменением параметров, определяющих геометрические размеры датчика. Последний представляет собой конденсатор, у которого одна обкладка изолирована от среды, а вторая не изолирована.

Измерительная схема прибора представляет собой блокинг-генератор, в частотнозадающую цепь которого включен конденсаторный датчик. Изменения емкости этого датчика преобразуются в изменение частоты следования импульсов, поступающих на выходной усилитель. Выходной усилитель, представляющий собой катодный повторитель с трансформаторным выходом, служит для развязки и согласования выхода блокинг-генератора с кабелем. Схема обеспечивает изменения частоты сигнала в диапазоне 2000—3500 Гц, а разность показаний при последовательном помещении датчика в нефть и воду не менее 1000± ±200 Гц.

Работа с прибором допускается при содержании воды в скважинной жидкости 2—80 %. Скорость каротажа до 300 м/ч.

Плотномеры

Предназначаются для измерения плотности жидкости, заполняющей скважину (табл. XV.6 и рис. XV.8).

Таблица XV.6

Характеристики плотномеров

Марка	Область применения	Предельная рабочая температура, °С	Предельное рабочее давление, МПа	Размеры (диаметр, длина), мм	Завод-изготовитель
ГГП-1М	Фонтанирующие скважины	+100	35	42; 1880	Бакинский завод геофизического приборостроения
ГГП-3	Исследования через межтрубное пространство	+80	30	25; 2300	Бугульминский завод «Нефтеавтоматика»
ГГП-П	Низкодебитные фонтанирующие и глубиннонасосные скважины	+50	25	32; 2470	То же

Примечание. Диапазон измеряемых плотностей 0,7—1,2 г/см³ с погрешностью ±0,01 г/см³.

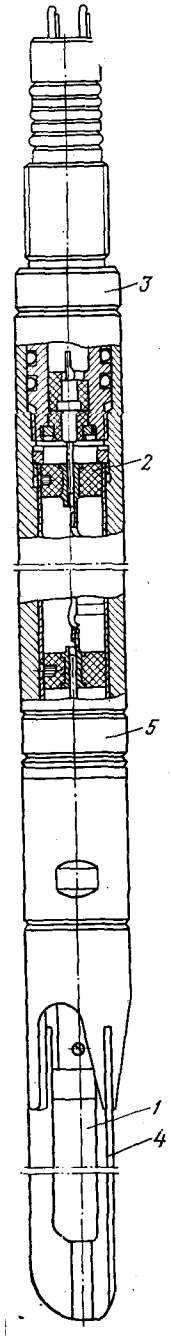


Рис. XV.7. Индикатор влажности ВБСТ-1.
1 — емкостный датчик; *2* — измерительная схема; *3* — приборная головка; *4* — кожух датчика; *5* — корпус прибора

§ 75. СКВАЖИННЫЕ ФОТОАППАРАТЫ

Предназначены для однократного либо многократного фотографирования объектов в скважинах (рис. XV.9).

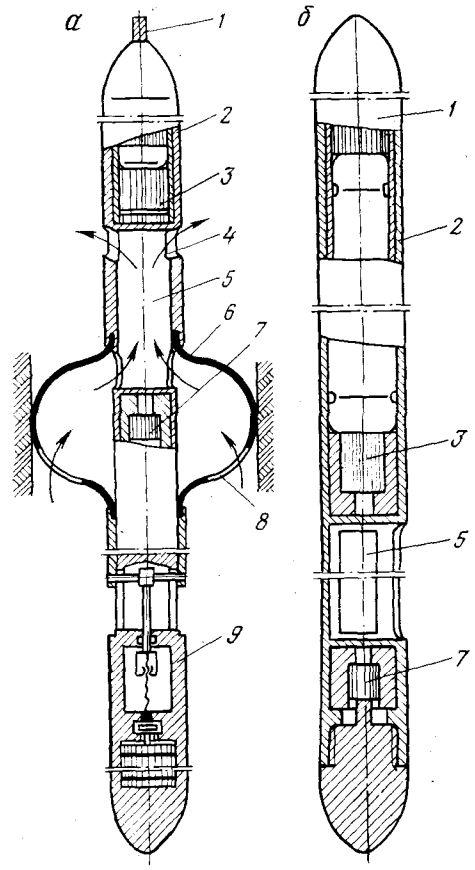


Рис. XV.8. *Плотномеры:*
а — пакерный ГГП-П; *б* — беспакерный ГГП-1М; *1* — кабель; *2* — охранный кожух; *3* — детектор; *4* — выходные окна; *5* — внутренняя полость; *6* — пакер; *7* — источник гамма-излучения; *8* — входные окна; *9* — привод пакера

Фотоаппараты могут применяться для исследования стенок скважины, забоя, состояния колонны, а в благоприятных случаях и для оценки элементов залегания пластов путем фотографирования линии сечения ствола скважины плоскостью пласта. До промышленного выпуска доведен лишь аппарат ФАС-1, предназначенный для бокового фотографирования стенки скважины (см. рис. XV.9,*а*). В нем использованы лентопротяжный механизм, приводимый в движение электродвигателем. Изображение получают на нормальной фотопленке. Размер смотрового окна 60 мм, диаметр кадра 12 мм, число кадров 120.

Наиболее эффективно фотоаппарат ФАС-1 (см. табл. XV.5) используется при гидрогеологических исследованиях.

§ 76. ГЛУБИННЫЕ МАНОМЕТРЫ

С помощью глубинных манометров определяются: абсолютное значение давления

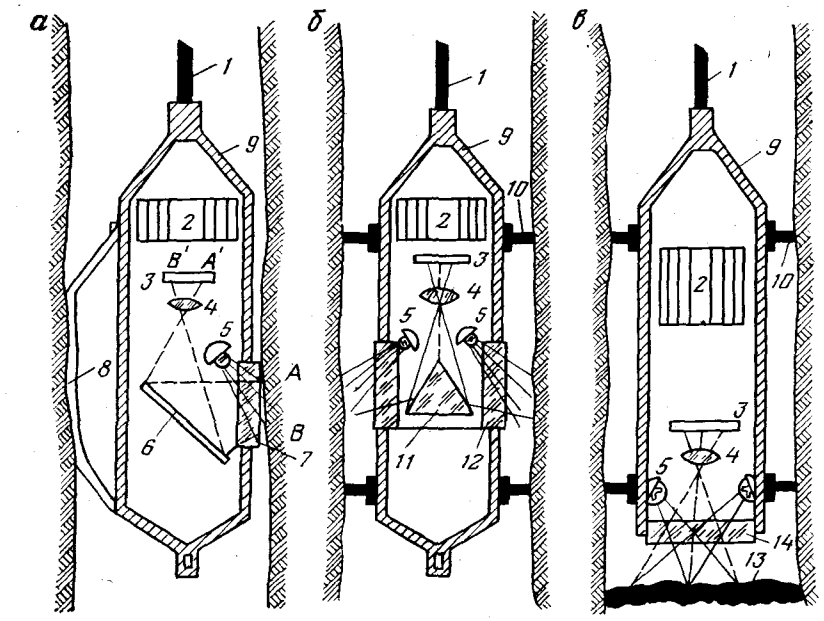


Рис. XV.9. Схемы скважинных фотоаппаратов для фотографирования:
а — бокового, *б* — кругового, *в* — забойного. *1* — кабель; *2* — лентопротяжный механизм; *3* — плоскость изображения; *4* — объектив; *5* — осветительная импульсная лампа; *6* — зеркало; *7* — смотровое окно бокового обзора; *8* — прижимная рессора; *9* — корпус фотоаппарата; *10* — центратор; *11* — призма кругового обзора; *12* — смотровое окно кругового обзора; *13* — забой; *14* — смотровое окно забойного фотографирования

на забое скважины; разность между двумя значениями давлений на забое (депрессия); приращение давления (разность между начальным и текущим значениями *давления на забое) в зависимости от времени* исследования; зависимость гидростатического давления в скважине от глубины.

Применяются глубинные манометры двух типов — измеряющие абсолютное значение давления в скважине и измеряющие величину отклонения давления от какого-то начального значения (дифференциальные манометры).

В качестве чувствительных элементов в основном используются: геликсная пружина (геликсные манометры); спиральная пружина с поршневым разделителем (пружинно-поршневые манометры); мембрана и сильфонная пружина; тензодатчик. Геликсные и пружинно-поршневые манометры могут быть как с местной регистрацией, так и дистанционными (табл. XV.7).

§ 77. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Применяются при исследовании эксплуатационных скважин по составу и дебиту с целью контроля разработки для решения следующих задач: построения профиля приемистости в нагнетательных скважинах и профиля притока жидкости в эксплуатационных скважинах; определения интервалов поступления воды или газа в *ствол нефтяной скважины; построения* кривой изменения температуры по стволу скважины; определения забойного и пластового давлений в скважине.

Автоматическая станция для исследования действующих скважин

Станция используется для исследования нагнетательных и фонтанных скважин через насосно-компрессорные трубы, а также механизированных скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, через межтрубное пространство. Комплекс глубинных дистанционных приборов включает в себя термометр, манометр, расходомер и комплексный прибор расходомер-влагомер. Станция имеет два канала регистрации информации: канал аналоговой записи в координатах «глубина — параметр» или «время — параметр» и канал цифровой записи на цифропечатающем устройстве Ф-581К в виде «глубина — время — параметр». Станция снабжена устьевым оборудованием для спуска приборов в скважину, оборудована лебедкой с двумя барабанами: под кабель КОБДФМ-2 длиной до 5000 м для дистан-

Таблица XV.7

Глубинные манометры

Тип, марка	Пределы измерения, МПа	Чувствительность, 10^{-2} МПа	Погрешность, %	Максимальная рабочая температура, °С	Максимальное рабочее давление, МПа	Размеры (диаметр, длина), мм	Регистрация
Пружинно-*поршневые манометры:*							
МГП-3М	2,5—25 4—40	12—20	1,5	130	40	32; 1658	Глубинная
МПМ-4	0,1—5 0,5—12 1—18 1—25	0,06—4	0,5	60	25	25; 1460	»
МГН-1	0,2—4 3—60 4—80 80—160 10—200 12—250	0,4—3	0,1—0,25	100	30	32; 180	»
МГД-36	40—200	2,5—5	2—6	70	25	36; 2030	Дистанционная
Геликсные манометры:							
МГГ-63/250	63; 160	1,2—5	0,5	100	250	36; 1385	Глубинная
МГН-2	100; 160 250; 400 600; 800 1000	1—2	±0,250±0,4	160—250	1000	32; 1500 36; 1800	»
Дифференциальные манометры:							
ДГМ-4М	0—300	0,05	—	80	300	36; 100 1400	»
ДГМ-5	0—400	0,2	—	160	400	36; 1200	»
Тензометрические манометры:							
МГД-32	0—25 0—40 0—60	—	±1,0	100	60	32; 1480	Дистанционная
МГД-25	0—25	—	±1,0	100	25	25; 1480	»

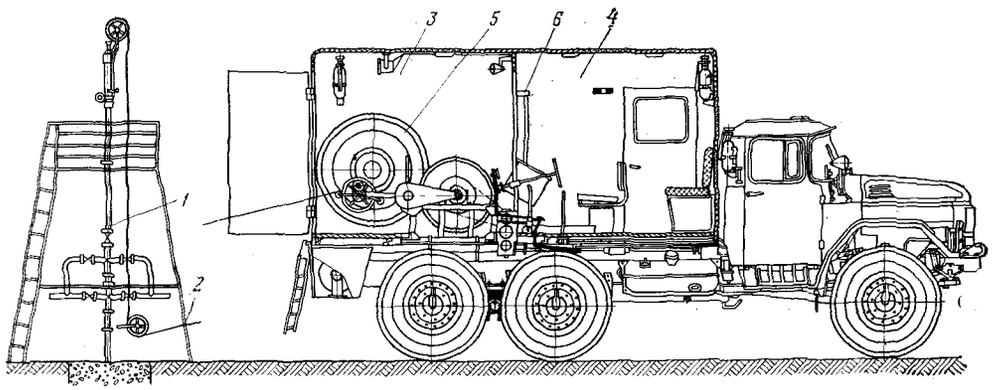


Рис. XV.10. Автоматическая станция для исследования действующих скважин.
1 — устьевое оборудование; *2* — кабель; *3*—лебедочное отделение; *4* — отделение оператора; *5* — лебедка с двумя барабанами; *6* — измерительные пульты

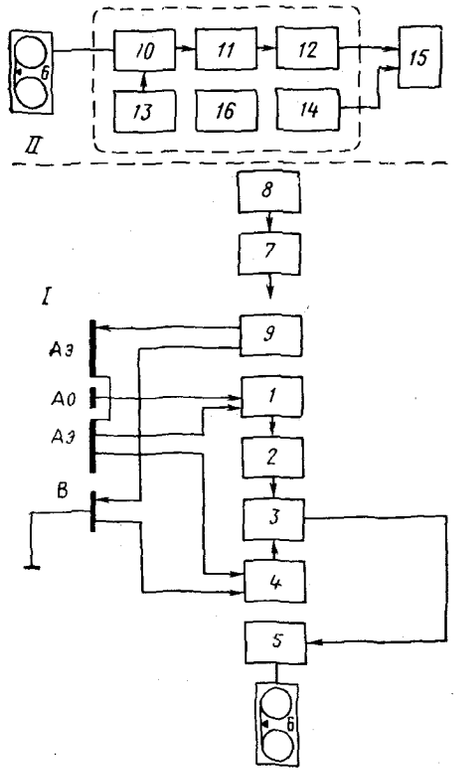


Рис. XV.11. Блок-схема автономной аппаратуры АМБК-1.
I — скважинный прибор; *II* — наземная аппаратура; *1* — предварительный усилитель; *2* — усилитель-детектор; *3* — частотно-импульсный модулятор; *4* — схема компенсации; *5* — усилитель; *6* — магнитный регистратор; *7* — источник питания; *8* — тензометрическое устройство включения; *9* — генератор 800 Гц для питания зонда; *10—14* — блоки наземного пульта для преобразования магнитной записи в каротажные диаграммы; *15* — регистратор каротажных диаграмм; *16* — зарядное устройство

ционных приборов и под с кребковую проволоку диаметром 1,8 мм, длиной 5000 м для спуска автономных приборов (с глубинной регистрацией).

В комплект станции входят скважинные приборы: расходомер «Кобра 36Р», комплексный прибор расходомер-влагомер «Кобра 36РВ», манометр МГД-36, термометр ТЧГ-28 (см. табл. XV.4, XV.7, XV.8).

Комплексный расходомер-влагомер «Кобра 36РВ»

Предназначен для поинтервального измерения объемного расхода (дебита) и процентного содержания воды в продукции скважины в зоне перфорации. Представляет собой расходомер, соединенный с влагомером (см. рис. XV.4). Прибор снабжен управляемым складным пакером, служащим для перекрывания потока жидкости в скважине и направления его через измерительный канал. Диапазон измерения: расхода 5—100 (с плетеным пакером), 100—100 м³/сут (без плетенки), влажности — 0—60 %.

Основная приведенная погрешность (в %): по расходу ±5, по влажности ±6. Другие параметры см. в табл. XV.5.

Аппаратура «Поток-5»

Измеряет давление, температуру, расход жидкости, процентное содержание нефти и воды в потоке, а также определяет сплошность металла обсадной или лифтовой колонны. Измерение этих величин может быть осуществлено за один спуск скважинного прибора, а также раздельно путем спуска автономных узлов прибора. Аппаратура «Поток-5» состоит из глубинного и наземных приборов, размещенных в станции АИСТ. Показания глубинных датчиков воспроизводятся наземной аппаратурой в цифровой или аналоговой форме. Диапазоны измерения: расхода 2—60, 3—100, 5—150 м³/сут; влажности 0—100 %; температуры 20—100 °С; давления 0—40 МПа.

Основная приведенная погрешность (в %) по расходу ±5; по влажности не нормируется; по давлению 1,5; по термометру 1,5.

§ 78. АВТОНОМНАЯ АППАРАТУРА

Предназначена для проведения ГИС в тех случаях, когда использование для связи кабеля невозможно либо нецелесообразно. Автономные приборы опускаются в скважину на бурильных трубах с целью выполнения каротажа в процессе бурения либо при испытании пластов испытателями на трубах, а также при исследовании скважин в процессе эксплуатации.

Информация регистрируется в скважинном приборе на намагничивающуюся проволоку или перфоленту. Здесь же расположены источник питания и устройство для включения прибора на заданной глубине.

Автономная аппаратура бокового микрокаротажа АМБК-1 (рис. XV.11) предназначена для выполнения каротажа до и после испытания скважин испытателями пластов на бурильных трубах, позволяет выделять проницаемые пласты по изменениям УЭС, вызванным замещением в зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости пластовой жидкостью в процессе испытания. Аппаратура включает в себя скважинный прибор и наземный пульт с каротажным регистратором Н-381 и рассчитана на работу в комплекте с испытателем пластов КИИ-146.

Скважинный прибор состоит из корпуса, соединяемого с испытателем пластов и двухэлектродным зондом на подрессорен-

Таблица XV.8

Прочие контрольные приборы

Прибор	Назначение	Измеряемый параметр	Диапазон измерения	Погрешность измерения, %	Предельное рабочее давление, МПа	Размеры (диаметр, длина), мм	Предельная рабочая температура, °С
Малогабаритная аппаратура индукционного каротажа ИК-36	Измерение удельной электропроводности горных пород. Применяется при исследовании действующих скважин с открытым забоем или фильтром, обсаженным неметаллической колонкой с целью определения эффективных нефтенасыщенных мощностей, контроля выработки продуктивных пластов	Удельная электропроводность, мСм/м	0—2500	0,5—5(мСм/м)	25	36; 3500	—10÷100
Термометр скважинный ТЧГ-28	Измерение температуры по стволу действующей скважины	Температура, °С	0—100	1,0	30	28; 680	100
Термометр скважинный ТЭГ-36	Измерение температуры по стволу скважины	Температура, °С	0—150	1,0	100	36; 2010	150
Прибор радиоактивного каротажа РК-25	Измерение потока тепловых нейтронов и гамма-квантов радиационного захвата нейтронов	Поток тепловых нейтронов и гамма-квантов, мин$^{-1}$	0—10000	2	30	25; 2100	100
Малогабаритный прибор радиоактивного каротажа РКМ-2-32	Определение уровня жидкости в межтрубном пространстве скважин, оборудованных электроцентробежными насосами	Поток гамма-квантов, мин$^{-1}$	0—100000	5	30	32; 1755	50
Радиометр трехканальный термостойкий ТРС	Радиоактивный каротаж действующих нефтяных и газовых скважин с целью решения ряда технических и геологических задач	Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения, А/кг	(35—2100)×$\times 10^{-14}$	30	35	42; 3550	120
		Плотность потока тепловых нейтронов, с$^{-1}$м$^{-2}$	(2—20)×$\times 10^{4}$	30	35	42; 3550	120

Продолжение табл. XV.8

Прибор	Назначение	Измеряемый параметр	Диапазон измерения	Погрешность измерения, %	Предельное рабочее давление, МПа	Размеры (диаметр, длина), мм	Предельная рабочая температура, °С
Импульсный генератор нейтронов ИГН-6	Исследование действующих фонтанирующих скважин	Поток тепловых нейтронов, мин$^{-1}$.	50—1000	—	—	—	—
		Время жизни тепловых нейтронов, мкс	100—600	—	—	—	—
Импульсный генератор нейтронов ГНК-32	Исследование действующих скважин методами ИННК, ИНГК, БАНГК, ГК	Поток тепловых нейтронов, гамма-квантов радиационного захвата, мин$^{-1}$	50—2000	5	35	32; 2030	120
		Поток гамма-квантов наведенной активности кислорода, мин$^{-1}$	100—2000	—	35	32; 2030	120

ном башмаке. Информация регистрируется магнитным регистратором в виде ЧИМ-сигнала.

В наземной аппаратуре магнитная запись преобразуется в каротажные диаграммы, отнесенные к глубине интервала регистрации.

Диапазон измерения удельной электрической проводимости — 1—1000 мСм/м; допустимая погрешность измерения 1—0,05 мСм/м; продолжительность регистрации 10 ч.

§ 79. ПРОЧИЕ КОНТРОЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Основные технические характеристики прочих контрольных приборов, применяемых в основном при исследовании действующих и эксплуатационных скважин геофизическими методами, даны в табл. XV.8.

Глава XVI

АППАРАТУРА ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОБРАБОТКИ И ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ДАННЫХ КАРОТАЖА

Основные понятия

Шаг квантования по глубине Δ — интервал между соседними цифровыми отсчетами (преобразованиями) в м.

Дискретность (чувствительность) преобразования — разность потенциалов на входе преобразователя аналог — код, вызывающая изменение его показания на единицу младшего разряда.

Двоичный код — код числа

$$x = \sum_{i=0}^{n} a_i 2^n$$

с основанием 2, в котором коэффициенты a_i изображаются двоичными цифрами 0 или 1.

Например, $117_{10} = 1\cdot 2^6 + 1\cdot 2^5 + 1\cdot 2^4 + 0\cdot 2^3 + 1\cdot 2^2 + 0\cdot 2^1 + 1\cdot 2^0 = 1110101_2$.

Двоично - восьмеричный код — код числа x с основанием 8, в котором коэффициенты a_i изображаются группой из трех двоичных цифр (триадой). Например, $117_{10} = 1\cdot 8^2 + 6\cdot 8^1 + 5\cdot 8^0 = 001\,110\,101_8$.

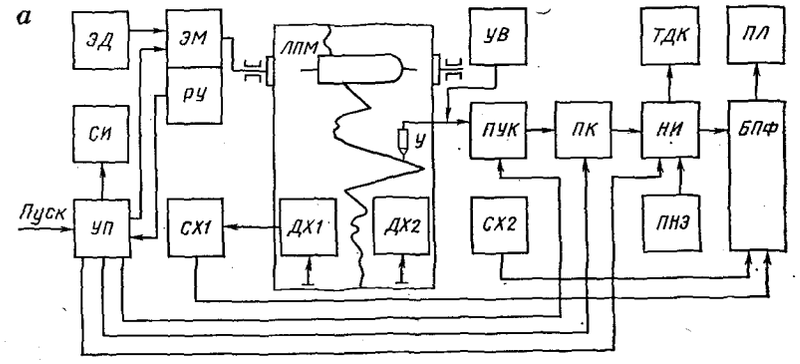
Двоичный код Грэя — разновидность двоичного кода, получаемая сложением двоичного кода с самим собой после сдвига на один разряд вправо. При этом младший разряд сдвинутого двоичного кода теряется, а суммирование ведется без учета единиц переноса. Например, для числа 117_{10} получим $117_{10} =$

Таблица XVI.1

Преобразователи каротажных диаграмм и других графиков

Наименование	Тип прибора и способ считывания ординат кривой	Носитель графической информации и его размеры, мм	Скорость перемещения, носителя, м/ч	Шаг квантования по глубине, мм	Погрешность шага квантования, % (мм)	Дискретность преобразования, мм	Погрешность преобразования, мм	Регистратор цифровых данных	Размеры без регистратора, мм
Полуавтоматический преобразователь каротажных диаграмм ФО01	Лентопротяжный; ручное слежение кривой	Бумажная и осциллографическая лента шириной 120 и 200 мм	1; 2; 4; 8	0,4; 0,5; 1,0; 2,0	0,2	1	2*	Карточный или ленточный перфоратор	625×450××250
Полуавтоматический преобразователь графиков ФО14	То же	То же, шириной 120, 200 и 220 мм	2—12	0,4; 0,5; 1,0; 2,0	0,2	0,1	1*	Ленточный перфоратор ПЛ-150	450×445××240
Автоматический преобразователь графиков СИЛУЭТ	Лентопротяжный; сканирование кривой световым лучом	Бумажная лента шириной 220 мм и менее	3,6; 14,4; 57,6	-0,25; 1,0; 4,0	1,5	—	1,0	Ленточный перфоратор ПЛ-80	—
Полуавтоматический преобразователь графиков PF-10000 (Англия)	Планшетный; ручное слежение кривой	Бумажная лента, закрепленная на планшете 450×1000	Неподвижный	—	(0,2)	0,1**	—	Ленточный и карточный перфораторы или печатная машинка	Стол 1265××750×830, аппаратура 535×535××945
Полуавтоматический преобразователь графиков «GTS Corporation» (США)	То же	То же, на планшете 500×500	То же	—	—	0 15**	—	Магнитный регистратор	—

* При точном совмещении указателя-визира с кривой.
** По обеим координатам.



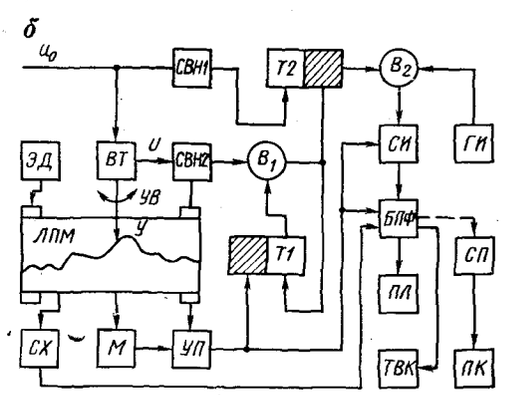


Рис. XVI.1. Блок-схема преобразователя графиков ФО14 (*а*) и полуавтоматического преобразователя ФО01 (*б*)

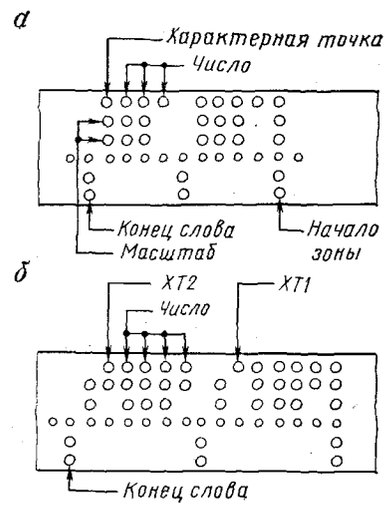


Рис. XVI.2. Форматы записи на перфоленту:

а — преобразователем ФО01; *б* — преобразователем ФО14

$=1110101_2+111010=1001111$ (код Грэя).

Запись — часть ленты, на которой записаны цифровые данные ГИС, контрольные показания приборов и заголовок, относящиеся к одному циклу ГИС в заданном интервале скважины.

Блок (зона) — запись на магнитную ленту данных ГИС или контрольных показаний, или заголовка за один цикл работы регистратора (выборка информации за один цикл квантования по глубине).

Заголовок — запись данных о скважине, измеряемых величинах и эталонировке аппаратуры.

Признак данных — код, позволяющий установить характер информации: контрольные измерения, данные ГИС, заголовок.

Метка — признак, указывающий на совпадение записи блока и сигнала метки глубины.

§ 80. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ

Цифровые преобразователи каротажных диаграмм включают в себя считывающее устройство (сканер), преобразователь аналог — код и регистрирующее устройство (перфоратор, магнитофон). По действию считывающего устройства они делятся на полуавтоматические (считывание ординат кривых производится с участием оператора) и на автоматические.

Полуавтоматические преобразователи

По способу слежения за кривой полуавтоматические преобразователи диаграмм и графиков разделяются на два типа: планшетный и с протяжкой графика.

В преобразователях планшетного типа (табл. XVI.1) график во время обработки неподвижно закреплен на планшете, а позиционный указатель-визир следящего устройства перемещается оператором по преобразуемой кривой. Изменения координат визира x и y преобразуются соответственно в напряжения U_x и U_y. Данная система удобна для преобразования карт, коротких диаграмм (до 1 м) и графиков.

В преобразователях с протяжкой графика (ФО01, ФО14 — см. табл. XVI.1)

Таблица XVI.2

Аппаратура цифровой регистрации данных ГИС на скважине

Наименование	Назначение	Преобразование						Регистрация				
		Дискретность, МкВ	Погрешность[1], %	Диапазон, дБ	Число каналов	Шаг квантования, м	Число квантований в 1 с	Носитель и его ширина, мм	Плотность, бит/мм	Режим протяжки носителя	Число каналов	Совместимость с ЭВМ
Преобразователь ПМЗ-3 [101]	Преобразование данных каротажа в цифровую форму и их регистрация	50	3	66	4	0,5; 0,1; 0,2	10	Магнитная лента, 25,4	4	Непрерывный[2]	1	МИНСК-22
Преобразователь каротажный ПЛК-6	То же, а также согласование по глубине в процессе каротажа	30	1,5	68	6	0,1; 0,2	8	Перфолента (рис. XVI.4)	—	Старт-стопный	—	МИНСК-32
Регистратор цифровой ТРИАСС	То же	100, 500	0,2	80	15	0,1	10	Магнитная лента, 12,7	32	То же	15	ЕС
Аппаратура цифровой регистрации данных каротажа НО55	То же, что ПЛК-6, а также вписывание информации следующих циклов измерения	30	0,3	84	8	0,1; 0,2	10	Магнитная лента, 12,7 (рис. XVI.5)	8	»	8	ЕС
Аппаратура цифровой регистрации данных каротажа АЦРК-2 «Тюмень»	То же, что ПМЗ-3	30	0,2	84	8	0,1; 0,2	10	То же	6	»	6	ЕС
Регистратор универсальный магнитный скважинный РУМС	»	200	0,1	88	8	0,025; 0,05; 0,1; 0,2	—	»	32	Непрерывный	—	МИНСК-32
Цифровой регистратор каротажной станции КД-10М (ВНР)	То же, что ПЛК-6	100, 500	—	66	2,4	0,02; 0,1	—	Магнитная лента, 6,3	—	Старт-стопный[3]	2	—
Цифровой регистратор модель 120-186 (США)	То же, что ПМЗ-3	1000	0,2	66	9	0,15	—	Магнитная лента, 12,7	32	—	—	—
Аппаратура цифровой регистрации ДАРТ-II (Франция) ПЛК-6	То же, что ПМЗ-3	250	0,5	78	12	0,15	—	То же	32	—	—	—
Цифровой регистратор НО78	То же, что ПЛК-6	50	0,2	80	8	0,1; 0,2	10	»	32	Старт-стопный	8	ЕС, СМ-4

[1] Погрешность дана для предельных значений преобразуемых величин.
[2] Синхронный с движением кабеля.
[3] Кассетный магнитофон.

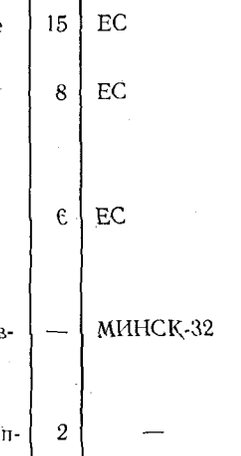


Рис. XVI.3. Принцип действия автоматических преобразователей диаграмм

он равномерно перемещается лентопротяжным механизмом, указатель-визир оператором перемещается в перпендикулярном к движению диаграммы направлении путем совмещения его с преобразуемой кривой.

Для преобразования перемещения указателя-визира в цифровой код в полуавтоматических преобразователях планшетного типа применяется схема «отклонение — напряжение — код», а в преобразователях лентопротяжного типа «отклонение — угол (фаза) — код». В СССР наиболее широко применяются преобразователи лентопротяжного типа (ФО01 и

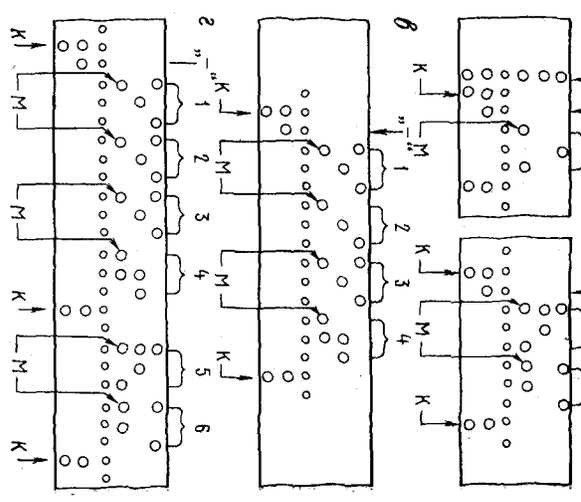


Рис. XVI.4. Форматы записи на перфоленту преобразователями ПЛК-6.

Режимы: *а* — одноканальный; *б* — двухканальный, *в* — четырехканальный, *г* — шестиканальный. 1—6 — коды чисел, полученные в первом — шестом каналах; К — конец слова; КЗ — конец зоны; М — код масштаба, «—» (минус) — метка глубины, НДЛ — направление движения ленты

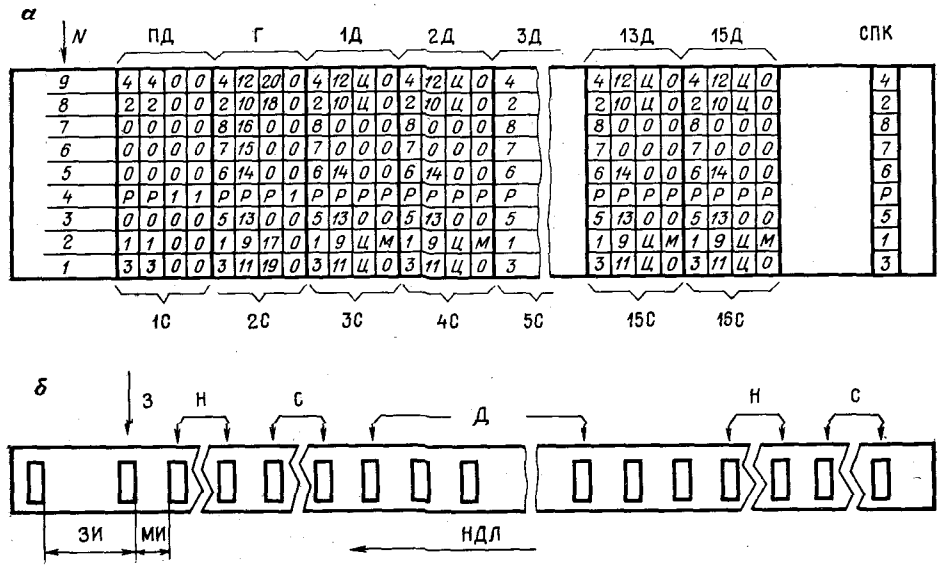


Рис. XVI.5. Формат записи на магнитную ленту аппаратурой НО55.

а — формат блока записи данных ГИС (зона), *б* — формат записи. *N* — номер дорожки записи; 1—20 — разряды; 0 — нулевое значение разряда; 1С—16С — номер слова в блоке; ПД — признак данных; Г — слово с записью глубины; Д — данные ГИС; 1Д—15Д — номер слова записи данных; СПК — строка продольного контроля; З—блок записи заголовка; Н — блоки записи нулевых сигналов; С — блоки записи стандарт-сигналов; НДЛ — то же, что на рис. XVI.4

ФО14, рис. XVI.1, а также см. табл. XVI.1), за рубежом — планшетного (см. табл. XVI.1).

Каротажные диаграммы в преобразователях ФО01 и ФО14 протягиваются лентопротяжным механизмом *ЛПМ*, приводимым в движение электродвигателем *ЭД*. В преобразователе ФО14 *ЛПМ* включается автоматически электромуфтой *ЭМ*.

В преобразователе ФО01 (рис. XVI.1, *б*) при слежении кривой трос-блочное устройство *УВ* поворачивает ротор трансформатора *ВТ* на угол, пропорциональный смещению указателя-визира *У*. Поворот ротора вызывает сдвиг фазы напряжения *U* на статорной обмотке трансформатора *ВТ* относительно опорного напряжения U_0, питающего ротор. При нулевых фазах напряжений U_0 и *U* схемы выделения нулей *СВН1* и *СВН2* совместно с триггерами *Т1* и *Т2* и вентилем *В1* образуют соответственно нуль- и старт-импульсы. Старт-импульс открывает вентиль *В2*, пропуская с эталонного генератора *ГИ* импульсы на двоичный счетчик *СИ*, стоп-импульс закрывает вентиль *В2*. Показание счетчика *СИ* преобразуется блоком вывода преобразования форматов *БПФ* в двоично-восьмеричный код, который перфорируется ленточным перфоратором *ПЛ* (рис. XVI.2, *а*) или перфокарточным *ПК*, согласованным с блоком преобразования форматов *БПФ* устройством *СП*.

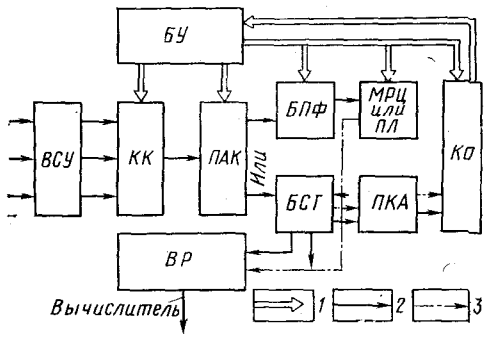


Рис. XVI.6. Блок-схема аппаратуры цифровой регистрации данных каротажа.

1 — передача импульсов управления; *2* — передача информации в процессе регистрации; *3* — то же при считывании с магнитной ленты

Синхронизация преобразований согласно заданному шагу квантования Δ′ (расстоянию между точками преобразования на носителе) производится фотоэлектрической схемой устройства управления *УП*.

Для контроля состояние счетчика *СИ* высвечивается двоично-восьмеричным табло *ТВК*. Метки глубины и характерные точки, отмеченные на носителе отверстиями, улавливаются соответственно фотосчитывающими устройствами *М* и *СХ*; характерные точки регистрируются перфоратором (см. рис. XVI.2, *а*).

В преобразователе ФО14 (см. рис. XVI.1, *а*) трос-блочное устройство *УВ* перемещает указатель-визир *У*

Таблица XVI.3

Аппаратура для регистрации результатов интерпретации на ЭВМ

Наименование	Форма представления результатов интерпретации	Режим работы	Носитель входных данных	Регистрация (вывод)				
				Носитель, размеры, мм	Погрешность определения, % (мм)	Погрешность определения абсцисс (ординат), % (мм)	Число одновременно регистрируемых величин	Время на условную кривую в интервале 100 м, мин*
Алфавитно-цифровое печатающее устройство АЦПУ	Печать в виде таблиц и графиков (см. рис. XIX.3)	Совместный с ЭВМ	Нет	Подвижная бумажная лента шириной 420	(3)	(4)	—	0,6
Преобразователь-регистратор НО24	Сводные диаграммы, литологический разрез (см. рис. XIX.2)	Совместный с БЭСМ-4, М-222 и автономный	Перфолента	Подвижная фотопленка или фотобумага *шириной* 200; 400 и 430	2	0,5	5 и литологическая колонка	0,4**
Фотопостроитель ФП-2	Карты, графики, сводные диаграммы, литологический разрез (см. рис. XIX.5)	Совместный с БЭСМ-4 и М-222	Нет	Закрепленная на барабане фотопленка или фотобумага 240×600	1,5	2	То же	4—5**
Двухкоординатный графопостроитель АТЛАС	Карты, графики, диаграммы	Совместный с ЭВМ	Нет	Неподвижная бумага 1000×1000	2	2	1	2—3***
Двухкоординатный графопостроитель «Бенсон», модель 222	То же	Автономный и совместный с ЭВМ	Магнитная лента, перфолента	Неподвижная бумага 1200×840	1	1	1	0,5—1***

* С учетом затраты машинного времени.
** Без учета времени на проявление.
*** Без нанесения координатной сетки.

и диск кодовой маски преобразователя угловых перемещений в код Грэя *ПУК*. Код Грэя, пропорциональный отклонению, преобразуется в *ПК* в двоичный код, передается в накопитель информации *НИ* и высвечивается десятичным числом на табло *ТДК*. Из *НИ* двоичный код передается в блок преобразования форматов *БПФ*, где преобразуется в двоично-восьмеричный код, который регистрируется перфоратором *ПЛ* (рис. XVI.2, *б*).

Автоматическое включение лентопротяжного механизма *ЛПМ* муфтой ЭМ и синхронизация преобразования согласно заданному шагу Δ производится распределительным устройством *РУ* и блоком управления *УП*, вырабатывающими тактовые импульсы глубины и сигналы, которые разрешают передачу кодов из преобразователей *ПУК*, *ПК* и накопителя данных *НИ* в блок *БПФ* для регистрации.

Отметки характерных точек *ХТ1* и *ХТ2* на носителе улавливаются фотодатчиками *ДХТ1* и *ДХТ2*, преобразуются соответственно схемами *СХ1* и *СХ2* в коды, которые перфорируются на перфоленту (см. рис. XVI.2, *б*).

Переключатель ПНЭ позволяет набирать данные заголовка, характеризующие преобразуемую кривую.

Автоматические преобразователи

Наиболее распространенный принцип преобразования кривых в цифровой код [5] заключается в следующем (рис. XVI.3).

Носитель с преобразуемой кривой *Н* перемещается валиками *В* лентопротяжного механизма. Через заданный шаг квантования Δ′ кривая пересекается перпендикулярно сканирующим лучом электронно-лучевой трубки *Т*, управляемой генератором развертки *ГР*. В момент начала развертки луча включается двоичный счетчик *СИ*, считающий импульсы со стабилизированного генератора импульсов *ГИ*. При пересечении кривой сканирующим лучом фоточувствительное устройство *ФУ* прекращает доступ импульсов генератора *ГИ* на счетчик *СИ*; показание счетчика записывается регистратором. Применяемые в настоящее время полуавтоматические преобразователи (см. рис. XVI.3) не всегда обеспечивают необходимую оперативность подготовки данных ГИС для обработки их на ЭВМ. Поэтому создание автоматического преобразователя каротажных диаграмм, полностью заменяющего полуавтоматические и обеспечивающего необходимую оперативность подготовки данных без значительного ручного труда, представляется весьма актуальным

§ 81. АППАРАТУРА ЦИФРОВОЙ РЕГИСТРАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖА НА СКВАЖИНЕ

Техническая характеристика аппаратуры цифровой регистрации, устанавливаемой в большинстве современных каротажных станций, дана в табл. XVI.2. Принцип действия ее заключается в следующем (рис. XVI.6).

Сигналы с выходов измерительных каналов каротажной станции параллельно измерительным каналам светолучевого каротажного осциллографа подаются на блок входных согласующих усилителей *ВСУ*, где усиливаются до необходимого уровня. Усиленные сигналы поочередно передаются коммутатором каналов *КК* на вход преобразователя «аналог — код» *ПАК*, в котором преобразуются в цифровую форму. С помощью блока преобразования форматов *БПФ* двоичный код преобразуется в восьмеричный для записи на перфоленту перфоратором *ПЛ* (см. рис. XVI.4) или разбивается на байты для записи на магнитную ленту регистратором *МРЦ* согласно стандарту (см. рис. XVI.5) ЭВМ. В случае необходимости цифровые данные подаются в блок согласования по глубине *БСГ* и затем в блок преобразователя форматов *БПФ*.

Блок управления *БУ* через заданный шаг квантования по глубине выдает сигналы, обеспечивающие запуск коммутатора каналов *КК*, преобразователя *ПАК* и лентопротяжного механизма *МРЦ*. После того как произойдет преобразование и запись последнего параметра, коммутатор *КК* подает на *МРЦ* (или *ПЛ*) сигнал «конец записи», по которому останавливается протяжка магнитной ленты, а блоки *КК* и *ПАК* устанавливаются в режиме ожидания следующей команды.

Основная погрешность цифровой регистрации

$$\delta_{\text{ц}} = \pm\left[\delta + 0{,}01\left(\frac{a_{\text{п}}}{a_{ji}} - 1\right)\right],$$

где $a_{\text{п}}$ — предел преобразования; a_{ji} — измеряемая в точке i геофизическая величина; j — шифр (номер) метода каротажа; δ — погрешность в конце шкалы (диапазона).

При записи цифровых данных перемещение носителя информации осуществляется как непрерывно (ПМЗ-3), так и дискретно (блоками), что более перспективно (ТРИАСС, АЦРК и др.) (см. табл. XVI.2).

Воспроизведение цифровых данных в виде аналоговых кривых в принятой для геофизических исследований скважин форме производится в автономном режиме путем считывания кодов с магнитной ленты (перфоленты), преобразования их в аналог преобразователем код — аналог *ПКА* и регистрацией каротажным осциллографом *КО*. При этом обеспечивается синхронизация работы лентопротяжного механизма осциллографа и цифрового регистратора блоком управления *БУ*.

Выдача цифровой информации для обработки данных в вычислителе (миникомпьютере) каротажной станции осуществляется в процессе регистрации через *БСГ*

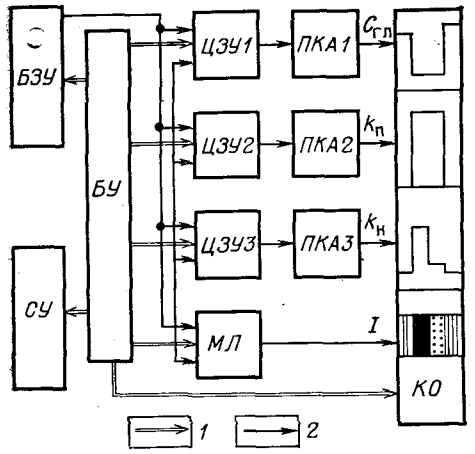


Рис. XVI.7. Блок-схема преобразователя-регистратора НО24.

1 и *2* — то же, что на рис. XVI.6

(аппаратура НО55) или после нее путем считывания данных с носителя информации (см. рис. XVI.6). При записи данных ГИС без согласования по глубине считанная информация подается на блок согласования *БСГ*, затем на выходной регистр *ВР* и на вычислитель.

Приведенные в табл. XVI.2 цифровые регистраторы имеют некоторые отклонения от описанной блок-схемы (см. рис. XVI.6). Например, преобразователи ПМЗ-3, зарубежные регистраторы модель 120-186 и ДАРТ-II не имеют блока согласования по глубине *БСГ*; аппаратура цифровой регистрации данных каротажа АЦРК не содержит блока управления *БУ* и кроме устройств, указанных на рис. XVI.6, имеет блок вписывания данных следующих циклов измерения на магнитную ленту, хранящую информацию первого цикла измерения (подъема).

Цифровые регистраторы ТРИАСС и аппаратура НО78 имеют практически одинаковые форматы записи, совместимые с ЭВМ ЕС (см. рис. XVI.5).

§ 82. АППАРАТУРА ДЛЯ ВЫВОДА И РЕГИСТРАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖА НА ЭВМ

Наиболее пригодны для вывода и регистрации данных ГИС в графической форме преобразователь-регистратор НО24 и фотопостроитель ФП-2 (табл. XVI.3). Однако эти приборы не полностью удовлетворяют требованиям интерпретации данных ГИС на ЭВМ. Основным недостатком указанных приборов является относительно малая оперативность получения результатов в связи с необходимостью проявления носителя информации. Кроме того, работа с фотопостроителем ФП-2 требует большой затраты машинного времени на подготовку данных для вывода.

Перечисленные в табл. XVI.3 устройства предназначены для обработки на ЭВМ общетехнической информации (геологической, геофизической и др.) и неудобны для оперативного вывода результатов интерпретации данных ГИС в графической форме.

Принцип работы преобразователя-регистратора НО24 поясняется блок-схемой на рис. XVI.7. Блок управления *БУ* синхронно движению фотоленты в осциллографе вырабатывает импульсы, разрешающие считывание данных с перфоленты считывающим устройством *СУ* при автономном режиме работы прибора или выдачу информации с буферного запоминающего устройства *БЗУ* при работе совместно с ЭВМ. Цифровые данные с устройства *СУ* (или *БЗУ*) запоминаются цифровыми запоминающими устройствами *ЦЗУ1* — *ЦЗУ3* и превращаются преобразователями ПКА1 — ПКА3 в аналоговые сигналы, которые записываются гальванометрами осциллографа *КО*. Код индекса литологии I дешифруется диодной матрицей *МЛ*; сигналы матрицы управляют оптическим устройством нанесения знаков литологии в осциллографе. Для воспроизведения результатов интерпретации в автономном режиме они формируются и выдаются на перфоленту специальной программой.

§ 83. АППАРАТУРА ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ КАРОТАЖА

Аппаратура передачи данных АПД обеспечивает отбор (считывание) цифровой информации от ее источника (перфолент, магнитных лент и др.), передачу ее по каналу связи, прием и выдачу потребителю. АПД состоят из следующих элементов: оконечных устройств *ОУ*, устройств защиты от ошибок *УЗО*, преобразования сигналов *УПС* и канала связи (рис. XVI.8).

Принцип действия большинства АПД (табл. XVI.4) заключается в следующем.

На передающей стороне оконечные устройства *ОУ* обеспечивают считывание и ввод данных в *АПД*. Ими могут быть накопитель на магнитной ленте, цифровой каротажный регистратор, считывающие устройства СП-4, ФС-1501 и др. Считанная информация блоками поступает в устройство защиты от ошибок *УЗО*, которое управляет передачей и производит помехоустойчивое кодирование передаваемых данных. Устройство преобразования сигналов *УПС* преобразует информационные импульсные сигналы *УЗО* в аналоговый сигнал, удобный для передачи по каналу связи.

На приемной стороне устройство *УПС* производит обратное преобразование принятого сигнала в кодовую форму. В *УЗО* блок данных декодируется и проверяется

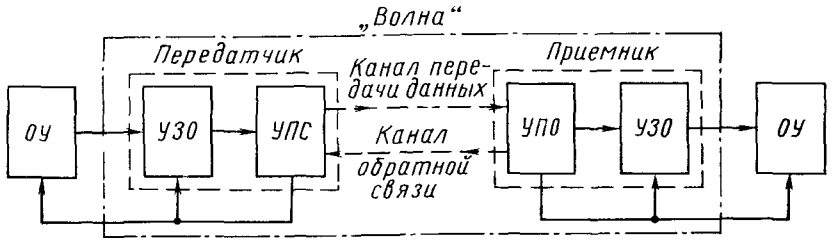


Рис. XVI.8. Блок-схема передачи данных каротажа по каналам связи

Таблица XVI.4

Аппаратура передачи цифровых данных [4, 6, 7]

Аппаратура, страна	Канал связи	Скорость передачи, бит/с (м/с для диаграмм)	Вероятность ошибки
«Волна», СССР	Телефонный, радиоканал	1200 (7,5)*	10^{-6}
АПД-600М, СССР	Телефонный	600 (3,8)*	10^{-5}
«Аккорд-1200», СССР	»	1200	10^{-6}
ЕС 8504, СССР	»	600, 1200, 2400	—
РД 200, ЧССР	»	200 (1,25)*	10^{-7}
ЕС-8550, ГДР	»	600, 1200, 2400, 4800	—
Аппаратура перадачи данных «Дейтафон»	»	2400	10^{-7}
Система ДАРТ, США	Радио и телефонный	(30)**	—
Система Шлюмберже, США	То же	(30)**	—

Аппаратура, страна	Носитель		Условия применения
	На передаче	На приеме	
«Волна», СССР	Магнитная лента, перфолента	Магнитная лента, перфолента	Стационарные и полевые
АПД-600М, СССР	Перфолента	Перфолента	То же
«Аккорд-1200», СССР	»	»	Стационарные
ЕС-8504, СССР	Клавиатура, перфолента, магнитная лента	Перфолента, магнитная лента, АЦПУ	»
РД 200, ЧССР	Перфолента	Перфолента	»
ЕС-8550, ГДР	Клавиатура, перфолента, магнитная лента	Перфолента, магнитная лента и экран	»
Аппаратура передачи данных «Дейтафон»	Перфолента	Перфолента	»
Система ДАРТ, США	Магнитная лента	Магнитная лента	Полевые при каротаже
Система Шлюмберже, США	То же	То же	То же

* Для одной кривой при $\Delta=0{,}1$ м.
** То же при $\Delta=0{,}15$ м.

Таблица XVI.5

Характеристика каротажных вычислительных устройств

Вычислитель каротажный	Число вычислительных каналов	Погрешность вычисления, %	Входное периферийное устройство
ВК-1	6	10	Преобразователь ПЛК-6, считывающее устройство СП-4
НО51	6	10	Аппаратура НО55

Примечание. В качестве выходного периферийного устройства используется осциллограф НО28.

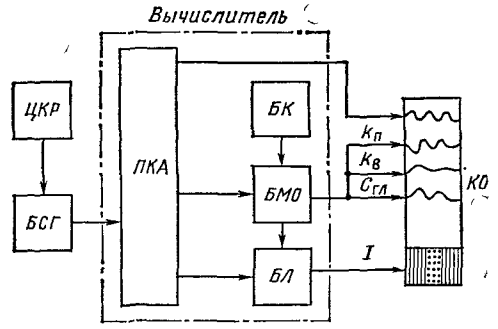


Рис. XVI.9. Блок-схема обработки данных каротажа с помощью каротажных вычислителей ВК-1 и НО51

на наличие ошибок. Если ошибки не обнаружены, данные передаются на оконечные устройства *ОУ*, а по каналу связи на передающий пункт передается сигнал «подтверждения» приема. В случае обнаружения ошибки принятый блок данных не выводится, а по каналу связи на приемный

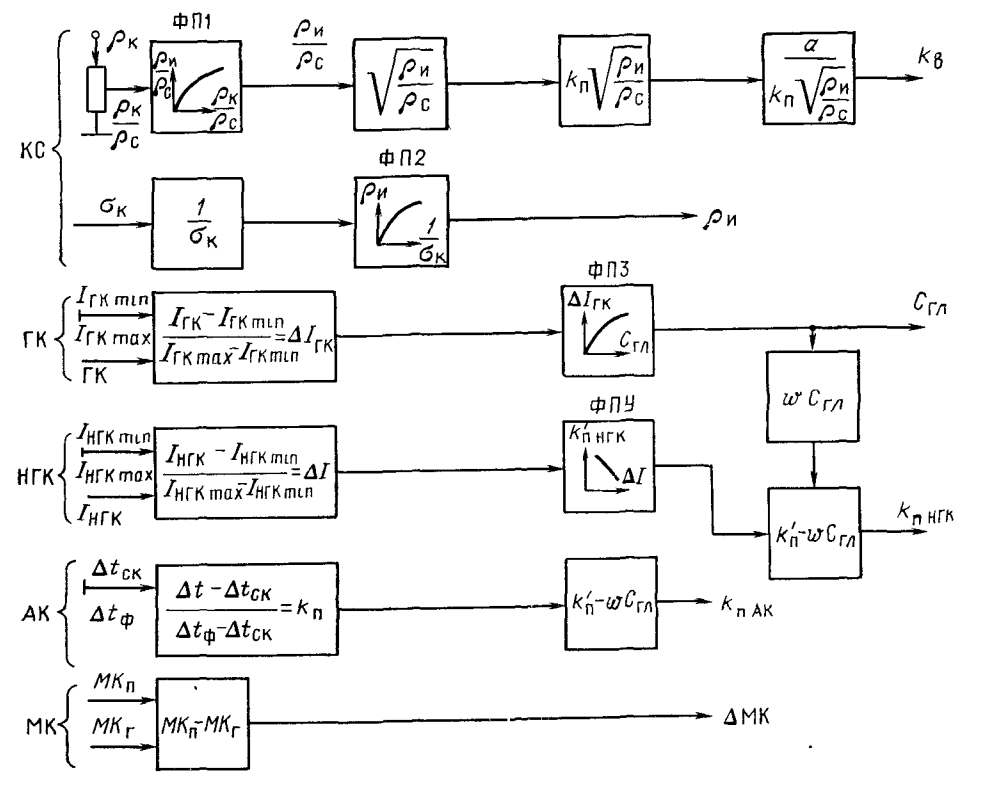


Рис. XVI.10. Алгоритмы обработки данных каротажа вычислителями ВК-1 и НО51 в разных каналах.

Функциональные преобразователи ФП1: $\rho_и/\rho_с=f(\rho_к/\rho_с)$, где $\rho_и$ — кажущееся удельное сопротивление, исправленное за влияние скважины, ФП2 — $\rho_и=f(1/\sigma_к)$, ФП3 — $C_{гл}=f(\Delta I_{гк})$; ФП4 — $k_п$НГК $=f(\Delta I_{НГК})$; показания: $МК_г$ — градиент-микрозонда и $МК_п$ — потенциал-микрозонда; $I_{НГКmin}$ и $I_{НГКmax}$ — соответственно минимальные и максимальные показания НГК в интервале каротажа; $I_{ГКmin}$ и $I_{ГКmax}$ — то же для ГК

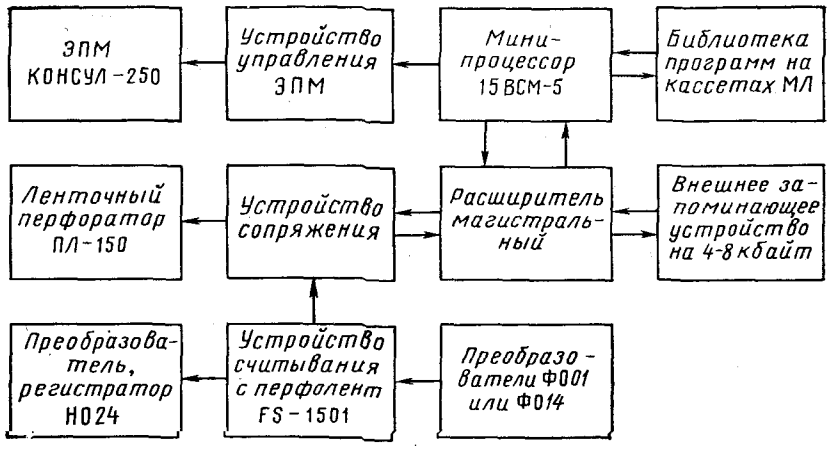


Рис. XVI.11. Блок-схема каротажного вычислительного миницентра КМВЦ. ЭПМ — электрическая печатающая машинка

пункт передается сигнал «запроса» повторной передачи данных. Оконечными устройствами на приемном пункте являются накопители на магнитной ленте, каротажные цифровые регистраторы, ленточные перфораторы ПЛ-150 и др.

В качестве канала связи используются телефонные и радиоканалы, коротко- и ультракоротковолновые. В полевых условиях радиоканалы могут обеспечиваться коротковолновыми радиостанциями типа «Полоса» и «Родничок». Известен опыт передачи данных с использованием спутников связи, а также передачи на средних волнах (Франция — США, фирма «Шлюмберже»).

§ 84. АППАРАТУРА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КАРОТАЖА

Аппаратура (табл. XVI.5) обеспечивает прием цифровых данных, обработку и интерпретацию их по заданным алгоритмам и вывод результатов в цифровой и аналоговой формах. Используется в цифровых каротажных лабораториях и интерпретационных группах.

При установке аппаратуры в каротажной лаборатории решаются следующие задачи.

Данные каротажа представляются в виде, удобном для последующего использования (совмещение по глубине, преобразование и запись измеряемых величин в заданном масштабе — логарифмическом, вида $1/a_{ji}$, в относительных единицах и др.). Производится предварительная экспресс-обработка данных (приближенная оценка коэффициентов пористости, глинистости и нефтенасыщенности, выделение коллекторов и др.). В последнее время вычислительные комплексы применяют также для управления процессом каротажа (автоматическая установка масштаба записи кривых, корректировка его в процессе каротажа и др.).

Принцип обработки данных каротажа в каротажной лаборатории показан на рис. XVI.9.

Цифровые данные [КС, ПС (или ГК), НГК, АК, МК и ДС] из аппаратуры цифровой регистрации ЦКР (ПЛК-6 и НО55) поступают на блок *БСГ*, где согласуются по глубине. В вычислительном устройстве НО51 (или вычислителя ВК-1) они превращаются в аналоговую форму преобразователем *ПКА*. Аналоговые сигналы обрабатываются в блоках математической обработки *БМО* и определения индекса литологии *БЛ*. Алгоритмы обработки в блоке *БМО* показаны на рис. XVI.10. Константы обработки $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ф}$, $I_{НКГ}$ min, $I_{НКГ}$ max и др. задаются блоком *БК*. Обработка производится в режиме поточечной интерпретации. Результаты обработки данных ГИС ($\rho_п$, $k_В$, $k_{п\,НГК}$, $k_{п\,АК}$, $C_{гл}$) и индекс литологии I регистрируются каротажным осциллографом НО28.

Для обработки данных каротажа в интерпретационных группах используют малый обрабатывающий комплекс (каротажный вычислительный миницентр, рис. XVI.11). Библиотека программ миницентра обеспечивает редактирование исходных данных, обработку данных измерения инклинометром, определение сечения скважины и ее объема в заданном интервале по профилемеру, определение пористости по данным АК и НК, литологическое расчленение разрезов и выделение коллекторов, оценку нефтегазонасыщения и др. Возможно значительное расширение библиотеки программ.

ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ
ПРОВЕДЕНИЕ КАРОТАЖА

Глава XVII
ПРОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

Геофизические измерения в скважинах проводят по схеме, показанной на рис. *XVII.1. Эталонирование и настройку* аппаратуры осуществляют на базе экспедиции (партии) геофизических исследований скважин. Метрологическую проверку аппаратуры осуществляют на скважине перед началом каротажа. Результаты установки масштабов регистрируют на диаграммах в начале и конце каротажа (рис. XVII.2—XVII.4).

§ 85. ИЗМЕРЕНИЯ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ

Электрический каротаж

Для эталонирования и настройки аппаратуры электрического и индукционного каротажа можно использовать баки с водой различного удельного сопротивления или скважину с известным удельным сопротивлением опорных пластов.

Методика проведения измерений при электрическом и индукционном каротаже дана в табл. XVII.1 [68]. При электрическом каротаже могут встретиться помехи, искажающие его результаты (табл. XVII.2) [104]. Скорость этого каротажа не должна превышать предела, который устанавливают в зависимости от типа разреза (мощности и величины изменения параметров пластов) [107] и характеристики аппаратуры; при микрокаротаже она меньше 1000 м/ч.

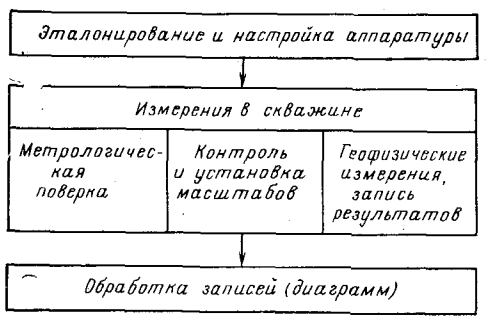


Рис. XVII.1. Схема проведения геофизических измерений в скважинах

Акустический каротаж

Акустические измерения в скважинах проводят с помощью серийной аппаратуры (см. гл. XIII). Эталонировку последней осуществляют в специальных эталонных трубах, заполненных дегазированной водой [9]. Для перекрытия диапазона скоростей в горных породах используют три

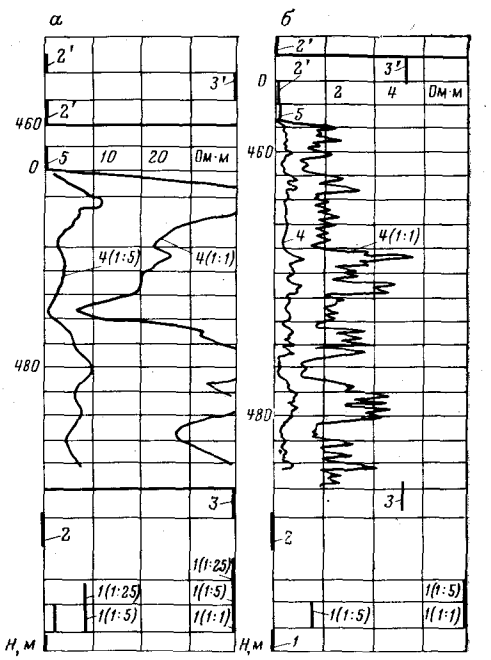


Рис. XVII.2. Кривые КС, записанные зондом A8M1N (*а*) и микрозондом A0,025M0,025N (*б*).

1 — проверка кратности масштабов записи гальванометров; *2* и *2'* — нуль-сигналы соответственно до и после каротажа; *3* и *3'* — стандарт-сигналы до и после каротажа; *4* — кривые КС; *5* — запись в колонне; в скобках даны кратности масштабов записи

Таблица XVII.1

Проведение измерений при электрическом и электромагнитном каротаже [44, 106]

Операция	БКЗ	МК	БК	ИК	ПС
Проверка приборов перед спуском в скважину	Контроль кратности масштабов записи: 1) запись на диаграмму отклонений гальванометров измерительного канала при подаче в него градуированным компенсатором поляризации ГКП напряжений U_1, $U_2=KU_1$ и $U_3=KU_2$; обычно K-5 (рис. XVII.2, *а*, запись *1*); 2) установка отношения отклонения гальванометров, равного K, путем регулирования их чувствительности	То же, что и при БКЗ (см. рис. XVII. 2, *б*, запись *1*)	То же, что и при записи БКЗ в линейном масштабе (приборы типа ТБК)	1. То же, что при БКЗ (K=1 или K=5) 2. Поверка прибора тестом (рис. XVII.3, *б*): а) корректором нуля устанавливают блики гальванометров в нулевое положение (запись *1*); б) добиваются отклонения гальванометра (запись *2*) $l_т=\sigma_т/n_т$, где $\sigma_т$— эквивалентная проводимость теста; $n_т$ — масштаб записи, (См/м)/см; в) записывают положения бликов в воздухе (запись *3*)	Установка постоянной канала ПС по напряжению при закороченных гнездах (см. рис. XVII.3, *а*): а) корректорами нуля приводят гальванометры в нулевое положение (запись *1*); б) компенсатором ГКП включают в цепь напряжение $8n$ (где n — масштаб записи ПС), изменяя чувствительность канала, добиваются отклонения бликов на 8 см (запись *2*); в) корректором нуля отклоняют блик одного из гальванометров в нулевое положение (запись *6*)
Установка нуль-сигнала, прибор находится в скважине	Работа с многожильным кабелем Блики гальванометров устанавливают в нулевое положение корректором нуля (см. рис. XVII. 2, *а*, запись *2*)	То же, что для БКЗ (рис. XVII.2, *б*, запись *2*)	—	Корректорами нуля блик одного гальванометра устанавливают на нуль (см. рис XVII. 3, *б*, запись *4*), блик другого — на край шкалы (запись *6*). При записи кривой проводимости двумя гальванометрами с кратностью масштабов K=5 оба блика устанавливают на нуль	Компенсируют разность потенциалов на электродах M и N компенсатором ГКП (см. рис. XVII, 3, *а* запись *4*)
	Работа с одножильным кабелем (приборы типа КСП): 1) в позиции стандарт-сигнал ручками «фаза» добиваются максимальных показаний приборов; 2) в положении нуль-сигнал ручками «нуль-сигнал» блики гальванометров устанавливают на нули (см. рис. XVII.2, *а*, запись *2*)	Отличается от БКЗ использованием ручек «компенсация нуля» вместо ручек «нуль-сигнал»	То же, что при БКЗ (прибор типа ТБК)		
Установка масштаба	Работа с многожильным кабелем С контрольного шунта R_0 в цепь включают напряжение IR_0 мВ; регулируя силу тока, добиваются отклонения блика (см. рис. XVII 2, *а*, запись *3*) на величину (в см) $l=K\,R_0/n$, где K — коэффициент зонда; n — масштаб записи	То же, что при БКЗ (см. рис. XVII.2, *а*, запись *3*)	То же, что при БКЗ на одножильном кабеле	То же, что при БКЗ на одножильном кабеле (рис. XVII.3, *б*, запись *5*)	Компенсатором ГКП в цепь ПС включают $4n$мВ и, регулируя чувствительность канала, добиваются отклонения блика гальванометра на $\mp$ 4 см (рис. XVII.3, *а*, запись *5*)
	Работа с одножильным кабелем (приборы типа КСП). В позиции стандарт-сигнал ручками «выход» добиваются отклонения бликов гальванометров (чувствительность 1:5) на 8 см (запись *3*)	В позиции стандарт-сигнал ручками «усиление» добиваются отклонений гальванометров $l_г=K_г R_г/n$, $l_п=K_п R_п/n$, где $K_г$ и $K_п$ — коэффициенты и $R_г$ и $R_п$ — сопротивления стандарт-сигналов в каналах градиент- и потенциал-микрозондов			

Продолжение таблицы XVII.1

Операция	БКЗ	МК	БК	ИК	ПС
Запись каротажных кривых	Включают измерительные каналы в положения измерения и записывают кривые КС (запись *4*)	То же, что при БКЗ, (запись *4*)	То же, что при БКЗ	Включают прибор на запись и регистрируют кривые *проводимости* (см. рис. XVII.3, *б*, записи *7* и *8*)	То же, что при БКЗ (см. рис. XVII. 3,*а*, записи *7* и *8*). Перед записью против глин (или чистой породы) производят компенсацию разности потенциалов на электродах *M* и *N*, так чтобы кривая ПС уложилась на дорожке записи
Запись в колонне	Производится для контроля (запись *5*)	То же, что при БКЗ (запись *5*)	То же, что при БКЗ	Не производится	Не производится
Повторение контрольных записей	Установка нуль- и стандарт-сигналов (записи *2'* и *3'*)	То же, что при БКЗ	То же, что при БКЗ	Установка нуль- и стандарт-сигналов и показаний в воздухе (записи *4'*, *5'* и *3'*)	Установка стандарт-сигнала с ГКП и нулевого положения гальванометров (записи *4'*, *5'* и *1'*)

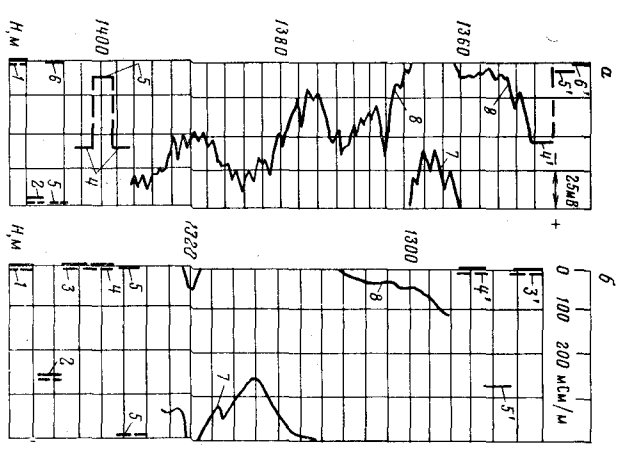


Рис. XVII.3. Кривые ПС (*а*) и ИК (*б*).
1 — нулевое положение гальванометров; *2* — отклонение гальванометров от ГКП (ПС) или от теста (ИК); *3* — отклонение гальванометра без теста (прибор в воздухе и удален от металлических предметов); *3'* — то же, после записи; *4* и *4'* — нуль-сигнал ИК или полбжение блика при компенсации разности потенциалов между *M* и *N* в скважине в начале и конце записи кривой ПС; *5* и *5'* — станд арт-сигнал в начале и конце записи; *6* и *6'* — разведенное положение гальванометров при нулевом сигнале на входе; *7* — запись ПС и ИК основным гальванометром; *8* — то же, другим гальванометром

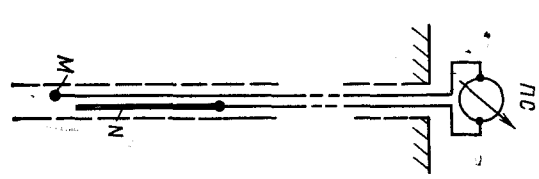


Рис. XVII.4. Схема измерительной установки при переменной ПС

Таблица XVI

Помехи при электрическом каротаже

Помеха	Характеристика помехи	Признак помехи	Мера борьбы с помехой
Утечка тока из питающей и измерительной цепей на землю (корпус прибора) и из одной цепи в другую через нарушения изоляции. Последние наблюдаются по всей толщине изоляции (распределенные утечки), на отдельных участках ее (сосредоточенные утечки) и по поверхности изоляционных покрытий. В аппаратуре чаще всего происходит утечка тока по поверхности изолирующих деталей, в кабеле встречаются преимущественно местные нарушения изоляции	Относительная погрешность, вызываемая утечками, обычно равна отношению сопротивления участка цепи от места утечки до электрода к сопротивлению нарушения изоляции Наиболее опасны утечки тока из токовой цепи непосредственно в измерительную. Их влияние определяется сопротивлением [104] $R_э = \frac{R_{a,b}R_0R_m}{R_0R_1 + R_1R_2 + R_0R_2}$, где $R_{a,b}$ — сопротивление участка токовой цепи от места нарушения *изоляции этой цепи до электрода A*, включая сопротивление его заземления; R_m — то же, для измерительной цепи; R_1, $R_э$ — сопротивления нарушений изоляции токовой и измерительной цепей; R_0 — сопротивление заземления между токовыми и измерительными цепями	1. Резкие искажения измеряемых величин, отсутствие повторяемости кривых 2. Незакономерные колебания и скачки измеряемых разностей потенциалов как при перемещении кабеля, так и во время его остановок 3. Смещение нулевой линии кривой сопротивления 4. Отклонение от нуля прибора КС при расположении зонда в колонне *5. Изменение знака измеряемой* разности потенциалов ΔU без перемены направления («отрицательное сопротивление»)	1. Следить за тем, чтобы сопротивление изоляции цепей было высоким. Наименьшее допустимое сопротивление изоляции (в МОм): а) жил кабеля в процессе измерения . . . . . .2; б) жил кабеля на поверхности с учетом возможного снижения изоляции в скважине . . . . . .5; в) измерительной схемы относительно корпуса и приборного заземления . . . . . 10 2. Исключать возможность соприкосновения лишенных изоляционного покрова *токопроводящих частей* 3. Заземлять лабораторию и подъемник, а также использовать между токовыми и измерительными цепями заземленные экраны
Индуктивные помехи, наблюдаемые при измерении КС обычными зондами особенно при использовании многожильного кабеля	Индуктивные помехи создаются в измерительных схемах емкостными токами утечки. Причинами их возникновения являются следующие: а) несимметричное расположение жил в сечении кабеля и зондов; б) утечка через нарушения изоляции; в) различное сопротивление выхода[1] жил кабеля одинакового назначения (токовых и измерительных)	1. Смещение нулевой линии кривой сопротивления 2. Отсутствие нуля в колонне 3. Отрицательное сопротивление	1. Пользоваться лебедкой, количество кабеля на которой не превышает наибольшую глубину спуска 2. Применять аппаратуру и зонды, у которых сопротивления выхода одноименных жил (токовых при двухполюсном, измерительных при однополюсном зонде) различаются не более чем на 1 Ом 3. Во время записи кривых КС при

Продолжение таблицы XVII.2

Помеха	Характеристика помехи	Признак помехи	Мера борьбы с помехой
	Индуктивные помехи тем больше, чем выше частота тока питания. Смещение кривой КС (в см) под влиянием индуктивной помехи $l_и = KR_э/n$, где n — масштаб записи, Ом·м/см; K — коэффициент зонда		$K/n > 100$ использовать как можно меньшую частоту тока питания
Поляризация электродов M и N, влияющая на запись кривой ПС	Изменения электродного потенциала чаще всего связаны со сменой состава окислов на поверхности металла или отложением на ней слоя какой-либо соли. Последнее часто наблюдается при изменении раствора, окружающего электрод	Постепенное смещение кривой ПС, не воспроизводящееся при повторной записи	Применять свинец для изготовления электродов, служащих для измерения ПС, поскольку он дает наиболее постоянную разность потенциалов на контакте с электролитом
Наложение на потенциал ПС изменяющейся во времени разности потенциалов	Переменная во времени разность потенциалов может быть вызвана: а) неустойчивостью потенциала электрода M вследствие изменения среды, окружающей его; б) наличием блуждающих токов промышленного происхождения; в) влиянием теллурических токов	Изменение показаний прибора для записи ПС при неподвижном зонде; изменение кривой ПС при повторении замера и наличие на ней аномалий, не согласующихся с разрезом	Проводить: а) стабилизацию ПС изменением положения электрода N, если помеха связана с непостоянством его потенциала; б) выбирать время для измерения, когда помехи от блуждающих токов минимальны; в) применять стабильный зонд (см. рис. XVII.4)
Влияние гальванокоррозии на кривую ПС	Э. д. с. гальванокоррозии возникает на контактах раствора с деталями груза или скважинного прибора, изготовленного из различных металлов. Помеха больше в скважинах с разрезом, представленным породами *большого сопротивления*	Сходство кривой ПС с кривой КС градиент-зонда (прямой или перевернутой); разница в кривых ПС, полученных электродами, находящимися на разном расстоянии от груза (скважинного прибора)	Устранять разнородности материалов груза и скважинного прибора или покрытие их слоем изоляции
Влияние намагниченности лебедки	Искажение кривой ПС э. д. с., индуцируемыми в кабеле намагниченными стальными деталями лебедки (барабан, цепи и др.) при вращении барабана	Наложение на кривую ПС периодически изменяющихся разностей потенциалов с периодом, соответствующим одному обороту барабана (1—3 м)	1. Снижать скорость перемещения кабеля 2. Измерять ПС стабильным зондом 3. Размагничивать лебедку пропусканием переменного тока через кабель, намотанный на ее барабан

[1] Под сопротивлением выхода жилы подразумевается сумма сопротивлений заземления электрода и узлов, подключенных к жиле кабеля в глубинном приборе или зонде.

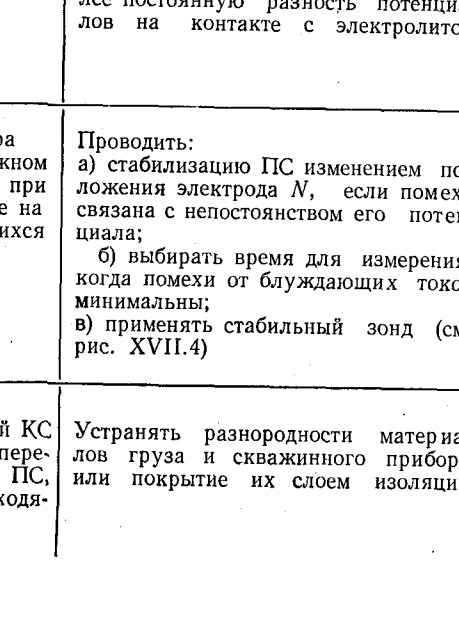


Рис. XVII.5. Кривые акустического каротажа.

а — интервальное время Δt; *б* — время распространения волны до первого t_1 и второго t_2 приемников; *в* — амплитуды сигналов A_1 и A_2; *г* — $\lg A_1/A_2$; 1, $1'$ — нуль гальванометров; 2, $2'$ — отклонение гальванометров при установке масштаба; 3, $3'$ — смещение нулевой линии при помощи ГКП (компенсация калибровочного сигнала); *4* — запись Δt (*а*), t_2 (*б*), A_1 (*в*); $\lg A_1/A_2$ (*г*); *5* — запись Δt смещенным бликом гальванометра (*а*), t_1 (*б*), A_2 (*в*)

трубы, изготовленные из дюралюминия ($v_р$ = 6000 м/с), асбоцемента ($v_р$ = 4500 м/с), винипласта ($v_р$ = 2500 м/с). Эталонные трубы аттестуются по скорости с помощью серийной акустической аппаратуры типа ДУК-20. При эталонировке прибор центрируют в трубе с помощью специальных приспособлений. Для эталонировки аппаратуры по затуханию сигналов используют калиброванный гидрофон и экраны с известными коэффициентами затухания.

Операции, выполняемые при акустическом каротаже аппаратурой типа СПАК, АКН и АКЦ, показаны в табл. XVII.3. Запись кинематических характеристик акустических волн (интервального времени Δt, времени прихода волны к первому t_1 и второму t_2 приемникам и др.) рекомендуется проводить на максимально допустимом (в зависимости от уровня шумов) усилении, чтобы фронт первого вступления полезной волны был максимально крутым. При записи динамических характеристик колебания волн на первом A_1 и втором A_2 приемниках, $\lg A_1/A_2$ и др.) усиление выбирают таким, чтобы амплитуды этих волн не искажались в наиболее плотных и наиболее поглощающих интервалах разреза скважины.

При работе с аппаратурой АКН-1 с панелью АНК, прибором ИФКД и АК (см. гл. XIII) одновременно с записью кривых Δt, t_1, t_2, A_1, A_2 и $\lg A_1/A_2$ можно производить запись фазокорреляционных диаграмм (табл. XVII.4) и волновых картин.

Таблица XVII.3

Проведение измерений при акустическом каротаже приборами СПАК-2м. СПАК-4 с панелью АНК и АКН-1

Параметр	Поверка приборов на поверхности	Установка нуль-сигнала	Установка масштаба записи	Запись кривых акустического каротажа	Запись в колонне	Повторный контроль
Интервальное время Δt (рис. XVII.5, *а*)	1. Контролируют кратность масштабов записи гальванометров так же, как при БКЗ ($K=2$) [см. табл. XVII.1] 2. Проверяют прибор в эталонировочном устройстве [9, 68]	При положениях ручек управления наземной панели, соответствующих регулировке нуль-сигнала (см. инструкции по эксплуатации приборов и др.), корректорами нуля гальванометров выводят блики на нулевые положения	Подают в цепь калибровочный сигнал U_t, эквивалентный 50 или 100 мкс (положение стандарт-сигнал), и, регулируя уровень выходного сигнала, добиваются отклонения основного гальванометра на величину $l_t=U_t/Sn_t$, где S—база зонда, м; n_t — масштаб записи, мкс/(м·см) (запись *2*)	1. Компенсатором поляризации ГКП компенсируют калибровочный сигнал U_t 100 мкс (запись *3*) 2. Включают прибор в положение записи, подбирают порог выделения сигнала и производят регистрацию (запись *4*) кривой Δt в масштабе $n=20\div40$ мкс/(м·см)	Производится для контроля качества кривых Δt	В конце каротажа записывают положения стандарт-сигнала и компенсации $U_t=100$ мкс (записи *2′* и *3′*)
Времена t_1 и t_2 (см. рис. XVII.5, *б*)	Проверяют прибор в эталонировочном устройстве [9, 68]	То же, что при измерении Δt (запись *1*)	Подают в каналы измерения t_1 и t_2 калибровочные сигналы U_{t_1} и U_{t_2} (стандарт-сигналы) и, регулируя чувствительность каналов, добиваются отклонений $l_1=U_{t_1}/n_t$; $l_2=U_{t_2}/n_t$, где n_t — масштаб записи времен t_1 и t_2, мкс/м (запись *2*)	Компенсатором поляризации ГПК компенсируют сигнал, соответствующий 400 мкс шкалы (запись *3*), и записывают кривые t_1 и t_2 в масштабе $n_t=50\div100$ мкс/см (записи *4* и *5*)	То же, что при записи Δt	Записывают стандарт-сигнал и положение компенсации сигнала 400 мкс (записи *2′* и *3′*)
Амплитуды A_1 и A_2 (см. рис. XVII.5, *в*)	Не производят	То же, что при измерении Δt (запись *4*)	Подают в каналы измерения A_1 и A_2 калибровочные сигналы, равные 4 В (стандарт-сигнал), и, регулируя чувствительность канала, добиваются отклонения $l_A=4/n_A$, где n_A — масштаб записи, В/см (запись *2*)	Включают прибор на запись и регистрируют кривые A_1 и A_2 (записи *4* и *5*) в масштабе 0,5 и 1 В/см	Не производится	Записывают положения нуль- и стандарт-сигналов (записи *1′* и *2′*)
$20\lg A_1/A_2$ (см. рис. XVII.5, *г*)	Не производят	То же, что при измерении A_1 и A_2 (запись *1*)	Подают в канал калибровочный сигнал U_α, эквивалентный 6 или 12 дБ* (стандарт-сигнал), и, регулируя чувствительность, добиваются отклонения $l_\alpha=U_\alpha/Sn_\alpha$, где n_α — масштаб записи в дБ/(м·см) (запись *2*)	Включают прибор на запись и регистрируют кривую $\alpha=(1/S)\ 20\lg A_1/A_2$ (запись *4*) в масштабе 1—2 дБ/(м·см)	Не производится	То же, что и при записи A_1 и A_2

* В панели АНК, кроме указанных калибровочных сигналов, можно подать сигналы, эквивалентные 24 и 36 дБ.

Таблица XVII.4

Запись фазокорреляционных кривых (ФКД)

Форма записи	Время записи ФКД, мс	Задержка начала записи	Условия записи ФКД
Фазокорреляционная диаграмма (ФКД) по обоим каналам	0,5; 1; 2; 4	0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8. 1 или 2 мс в зависимости от размеров зонда и максимальной скорости продольной волны	1. Запись метки времени на расстоянии 5 см от начала диаграммы 2. Установка порога регистрации и проведение записи

Скорость измерений при акустическом каротаже дана в табл. XVII.5.

Газовый каротаж

Для проведения газового каротажа АГКС или АГИС (табл. XVII.6) устанавливают на ровной площадке около буровой так, чтобы обеспечивались требования техники безопасности, удобство обзора буровой и мест установки датчиков, а также удобство прокладки газовоздушной линии и соединительных кабелей. Датчики монтируются следующим образом: датчик глубин — на буровой лебедке (АГКС-4АЦ и АГКС-5/АГИС-2) или крон-блоке буровой (АГКС-65); дегазаторы — в желобе

Таблица XVII.5

Скорость проведения каротажа

Вид каротажа	Скорость записи (м/ч) при мощности пластов (м)	
	<0,5	>0,5
Акустический каротаж	800	1200
Кавернометрия	1000	1800—3600
Измерение УЭС промывочной жидкости	2000—3600	2000—3600
Метод скользящих контактов	100—300	300
Термометрия при исследованиях:		
детальных	$1{,}2\cdot10^3/\tau$	
общих	$10^4/\tau$	

Примечание. τ — тепловая инерционность термометра, с.

Таблица XVII.6

Основные операции, выполняемые при газовом каротаже

АГКС-65	АГКС-4АЦ	АГКС-5/АГИС-2
Предварительные операции		
1. Определение глубины забоя скважины путем измерения длины бурильного инструмента во время его подъема с помощью мерной ленты и установка ее на:		
счетчике «H» пульта «10» (см. рис. XI.11, *а*)	счетчике «H» пульта «10» и счетчике «$H_и$» пульта «11» (см. рис. XI.11, *б*)	счетчике «H» и табло «$H_и$» пульта «10» (см. рис. XI.11, *в*)
2. Определение полного объема $V_п$ ПЖ, эвакуируемой из скважины за время циркуляции «устье — забой — устье», с помощью индикаторов:		
по счетчику «$V_{эж}$» пульта «11»		по табло «$V_{эж}$» пульта «10»
3. Определение внутреннего объема $V_{бт}$ бурильных труб (в м³) по формуле $V_{бт}=V_1H$, где V_1 — внутренний объем (в м³) 1 м бурильных труб (табл. XVII.7)		
4. Определение приведенного объема затрубного пространства скважины $V_с$ (в м³) по формуле $V_с=V_п-V_{бт}$		
5. Установка величины $V_с$ на:		
пульте «9»	пультах «9—1», «9—2»	пульте «9»
6. Калибровка суммарного газоанализатора; производится с помощью 1%-ной смеси метана с воздухом	—	—
7. Определение времени $t_л$ транспортировки ГВС от дегазатора АГКС	—	—
8. Одновременный отбор перед дегазатором трех проб ПЖ за время $t_л$ перед отбором пробы ГВС пробоотборником (АГКС-65) или дозатором хроматографа (АГКС-4АЦ) с одновременной фиксацией величины $Г_{сум}$ (в %) и проведением ТВД каждой пробы ПЖ с определением величин $C_{ап т}$, q по формуле (XVII.3) и $q_{ср}$ (в см³/л)	—	—
9. Определение суммарного коэффициента дегазации $k_д$ (в см³/л·%) по формуле. $k_д=q_{ср}/Г_{сум}$	—	Определение покомпонентных коэффициентов извлечения $k_{ип}$
—	10. При работе с дегазатором с интегрирующим контуром определение покомпонентных коэффициентов извлечения $k_{ип}$; при работе с дегазатором с дроблением потока ПЖ: проведение операций по п. 8 с определением величин $C_{ап}$ по результатам компонентного анализа ГВС и проведение ТВД каждой пробы ПЖ с определением величины $C_{ап т}$, величин $q_п$ и $q_{пср}$ и определением покомпонентных коэффициентов дегазации $k_{х.д.п}$ (в см³/л·%) по формуле $k_{х.д.п}=q_{п\ ср}/C_{ап}$	
11. Установление масштабов записи величин:		
$Г_{сум}$, $Г_{т.сум}$, $Q_{вых}$, T_1 и E	$Г_{сум}$, $Г_{пр}$, $Q_{вых}$; T_1, E и $A_1 \div A_6$	$Г_{х.сум}$, $Г_{х.пр}$, $C_{оп}$, $C_{пт}$, $F_п$, $T_{1и}$ и T_1 и $Q_{вых}$
12. Установление масштаба глубин n и шага квантования по глубинам $\Delta_г$		
Операции при проведении измерений		
1. Выделение интервалов поглощения и притока:		
по аномалиям на кривой $Q_{вых}$ на ленте регистратора «19»		по показаниям табло «$Q_п$» блока «10» и по кривым $Q_{вых}$ и $Q_{вх}$ на ленте регистратора «19»

Продолжение таблицы XVII.6

АГКС-65	АГКС-4АЦ	АГКС-5/АГИС-2
2. Выделение перспективных на нефть и газ интервалов в разрезе скважины по аномалиям на кривых:		
$Г_{сум}$ и $Г_{т.сум}$ на ленте регистратора «18»	$Г_{пр}$ на ленте регистратора «18» и $A_1 \div A_3$ на ленте регистратора «20»	$Г_{х.пр}$ и значению индекса $I_{кг}$ на ленте регистратора «20» Прогнозирование при благоприятных условиях нефтегазоносных пластов до их вскрытия скважиной $T_{1и}$, $Г_{х.пр}$ и $C_{пт}$ на ленте регистратора «18»
3. Контроль за продолжением циркуляции ПЖ, пока не сравняются:		
длины кривых на лентах регистраторов «19» и «18»	показания счетчиков «H» на пульте «10» и $H_и$ на пульте «11»	показания счетчика «H» и табло $H_и$ на пульте «10»

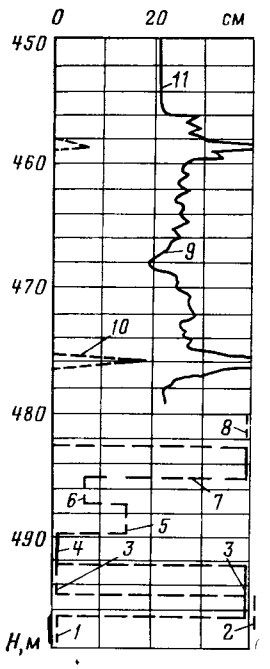


Рис. XVII.6. Регистрация диаметра скважины.

1 — нулевые положения гальванометров; *2* — отклонение гальванометров при включенном ГКП; *3, 4* — положения бликов соответственно основного и вспомогательного гальванометров, смещенных корректором нуля при включенном ГКП; *5* — то же, при установке тока разностью потенциалов на контрольном шунте; *6* — то же при сжатых рычагах; *7—8* — отклонения бликов гальванометров при раскрытых рычагах, удерживаемых градуировочными кольцами, соответственно диаметром 40 и 80 см; *9, 10* — кривые диаметра; *11* — запись в колонне

буровой; датчики веса — на «мертвом конце» талевого контакта; измеритель объема ПЖ — в желобе буровой; шламоотборник (АГКС-5/АГИС-2) — около желоба буровой.

Другие виды каротажа

Измерение УЭС промывочной жидкости в скважине производится в соответствии с табл. XVII.1 (измерение КС). Эталонирование скважинного резистивиметра (см. гл. XV) осуществляется в баке с водой различной солености, УЭС которой измеряется лабораторным резистивиметром с погрешностью не более 3 %.

При кавернометрии Кав. (измерении диаметра) и термометрии Тер. (измерении температуры) скважины выполняют операции, указанные в табл. XVII.8. Кавернометры и профилемеры (см. гл. XV) градуируют путем измерения диаметра ряда эталонировочных колец ($d_п$; 0,5 $d_р$; $d_р$, где $d_п$ — диаметр прибора, $d_р$ — диаметр

Таблица XVII.7

Внутренний объем U_1 1 м бурильной трубы

Диаметр трубы, мм (дюйм)	Объем V_1 (м³) для бурильной трубы		
	легкой	средней	тяжелой
76,2 (3)	0,0047	0,0043	0,0038
101,6 (4)	0,0081	0,0076	0,0071
127,0 (5)	0,0125	0,0119	0,0118
152,4 (6)	0,0182	0,0176	0,0168
177,8 (7)	0,0245	—	—
203,2 (8)	0,0311	—	—

Таблица XVII.8

Измерения каверномером и термометром

Операция	Каверномер	Термометр
Поверка на поверхности [68]	1. Устанавливают кратность масштабов с $K=1$. Для этого устанавливают блики гальванометров на нули (рис. XVII.6, запись *1*), с помощью ГКП отклоняют блик основного гальванометра на 8 см (запись *2*), корректором нуля блик второго гальванометра отклоняют влево до нуля (запись *3*) и включают ГКП (запись *4*) 2. Подключают измерительную цепь к контрольному шунту R_0 и устанавливают отклонение гальванометра на величину $l_d=k\,R_0/n_d$ см, где k — коэффициент, определяемый при градуировке (запись *5*, $n_d=5$ см/см) 3. Подключают измерительный канал к каверномеру и записывают отклонение гальванометра при сжатых рычагах (запись *6*) 4. Проверяют отклонение гальванометров при рычагах каверномера, удерживаемых градуировочными кольцами (записи *7* и *8*)	1. То же и определяют цену делений ГКП $c_г$ (в К) по формуле $c_г=8\,n_т/N_г$, где $n_т$ — масштаб записи температуры, К/см; $N_г$ — положение декадного переключателя ГКП, соответствующее отклонению гальванометра на 8 см 2. То же, по формуле $l_т=C\,R_0/n_т$ см, где C — постоянная термометра, К/Ом [68] 3. Опускают термометр в бак с водой или мерную емкость 4. Компенсируют разность потенциалов переключением компенсатора ГКП на N делений и определяют температуру воды по формуле $T_в=T_0\pm c_г N$, где T_0 — температура равновесия термометра Величину $T_в$ сравнивают с фактической температурой воды
Запись кривых КВ и ТК	1. Проверяют отклонения гальванометра при подаче напряжения с контрольного шунта и при сжатых рычагах каверномера 2. Раскрывают рычаги на забое и записывают кривую диаметра (записи *9* и *10*) при подъеме прибора	1. Компенсируют разность потенциалов на выходе термометра в начале интервала исследования и определяют начальную температуру $T_н$ по приведенной выше формуле 2. Производят запись кривой температуры T при спуске термометра в скважину 3. Измеряют конечную температуру $T_к$ так же, как $T_н$. Разность температур $T_к-T_н$ не должна отличаться от разности температур, определенной в начале и конце кривой ТК, более чем на $4\sigma_T$, где σ_T — погрешность измерения
Запись в колонне	Продолжают запись кривой d_c на интервале 10 м в колонне	—

при раскрытых рычагах). Скважинные термометры градуируют в баке с водой; температура воды измеряется и стабилизируется с погрешностью не более 0,5 °С.

Для каротажа по методу скользящих контактов (МСК) применяют схему однозлектродного каротажа (см. рис. VI. 2, *в*). При регистрации кривых МСК выполняют

Таблица XVII. 9

Комплексы геофизических измерений при каротаже после воздействия на пласт

Замер	Методика		
	двух растворов	каротаж — испытание — каротаж	измерений после установки цементного моста
Контрольный	БК, БМК (Кав., Рез.)	БК, БМК (Кав., Рез.)	ПС, КС, Кав., АК (ГК, НГК, Рез.)
Повторный	БК, БМК (Кав., Рез.)	БК, БМК (Кав., Рез.)	ПС, КС, Кав., АК (Рез.)

Примечание. При АК выполняются измерения Δt и α; в скобках даны измерения, необходимые для исправления кривых указанных видов каротажа.

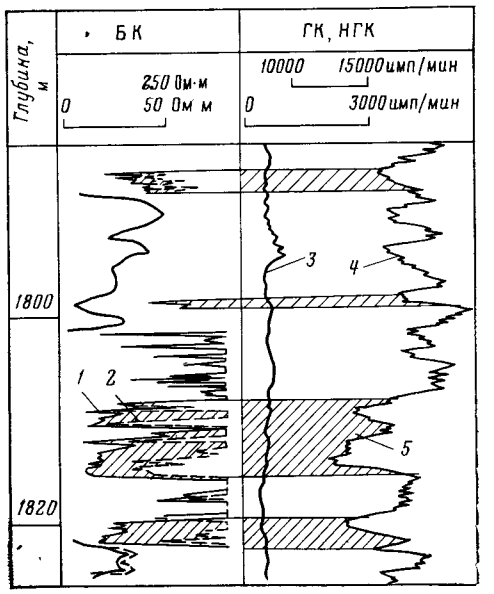


Рис. XVII. 7. Выделение коллекторов по методике двух растворов. *1* — БК при $\rho_c=0{,}05$ Ом·м; *2* — БК при $\rho_c=4$ Ом·м; *3* — ГК; *4* — НГК; *5* — коллекторы

следующее: 1) обеспечивают малое сопротивление измерительной цепи (источники тока, жилы кабеля, заземления электрода на поверхности) с тем, чтобы четко отмечалось изменение сопротивления электрода A, скользящего по стенке скважины; 2) магазином сопротивления R увеличивают сопротивление измерительной цепи на величину ожидаемого диапазона сопротивления заземления электрода; при этом отклонение регистрирующего прибора должно быть не менее половины его шкалы. Скорость подъема кабеля при измерениях каверномером, термометром, резистивиметром и МСК дана в табл. XVII.5.

Каротаж после воздействия на пласты

Воздействие на пласты осуществляют путем нагнетания в них раствора, отличающегося от пластовых вод (минерализацией, составом солей или другими свойствами), или откачки из прискважинной части пластов насыщающих их флюидов (испытания). Величины удельного электрического сопротивления раствора при нагнетании или заполняющего скважину при откачке и пластовых вод должны отличаться не менее чем в 5 раз.

Таблица XVII.10

Характер изменения сопротивления пород после воздействия на пласт

Условие замера	Пласт	
	водоносный	нефтегазоносный
После откачки	Уменьшение при $\rho_ф>\rho_{пв}$	Увеличение при $\rho_ф\leqslant\rho_{пв}$ и уменьшение при $\rho_ф>\rho_{пв}$
После задавливания порции соленого раствора $\rho_ф<\rho_{пв}$	Неизменность или уменьшение	Уменьшение
То же, пресного раствора $\rho_ф>\rho_{пв}$	Увеличение независимо от типа пористости	
После смены раствора при $\rho_{ф2}<\rho_{ф1}=\rho_{пв}$	Уменьшение независимо от типа пористости	
То же, при $\rho_{ф2}>\rho_{ф1}=\rho_{пв}$ (см. рис. XVII.7)	Увеличение независимо от типа пористости	

Таблица XVII.11

Основные операции, выполняемые при проведении каротажа в процессе бурения

Операции	Система «Забой»	Системы АПК-1 и АПК-М
Предварительные	1. Монтировка в колонне бурильных труб над турбобуром (при турбинном бурении) или над долотом (при роторном бурении) трубы-зонда со скважинным прибором (СП)	1. Установка на таймере АСП шага квантования по времени Δt (табл. XVII.12); сборка АСП, монтировка в трубе-зонде и затем установка трубы-зонда на свое место в колонне бурильных труб
	2. Определение глубины забоя скважины промером длины бурильных труб с помощью мерной ленты и установка этой величины на соответствующем счетчике глубиномера	
	3. Установка в наземной аппаратуре заданного шага квантования Δ по глубинам	
	4. Установка заданного масштаба глубин n	4. Установка в наземной аппаратуре того же шага квантования по времени Δt, что и на таймере АСП
	5. После установки бурильного инструмента на забой: включение регистратора и установка масштаба записи забойных параметров	включение наземного регистратора углубления скважины
В процессе долбления	Измерение и регистрация кривых КС, $I_{ГК}$, $n_д$ и $p_д$ в масштабе глубин n; при наращивании бурильного инструмента с отрывом от забоя автоматическое переключение на инклинометр, измерение и регистрация зенитного угла δ и угла установки отклонителя бурильного инструмента $\delta_{уб}$ после возобновления циркуляции ПЖ в скважине; спуск бурильного инструмента на забой, автоматическое переключение на измерение и регистрацию КС, $I_{ГК}$, $n_д$ и $p_д$ до окончания долбления очередного интервала скважины	Запись наземным регистратором в зависимости от времени меток глубин с шагом квантования Δ по глубинам и меток возобновления циркуляции ПЖ в желобе; одновременная регистрация в АПК-1 величин $КС_1$ и $КС_2$ с шагом Δt и нанесение меток возобновления циркуляции ПЖ в скважине и АПК-М — величин $КС_1$—$КС_4$, $I_{ГК}$, δ, $n_д$, $p_д$ и $M_д$ с шагом Δ и нанесение меток возобновления циркуляции ПЖ в скважине
После подъема бурильного инструмента	Проверка исправности аппаратуры	Извлечение АСП из трубы-зонда и АСП носителя с зарегистрированной информацией; сборка АСП и монтаж его в трубе-зонде
При спуске бурильного инструмента в скважину	Спуск при глубине забоя скважины <1 км со специальной лебедки шунтирующего кабеля длиной 1 км, который закорачивает нижнюю часть колонны бурильных труб и совместно с верхней частью колонны бурильных труб используется в качестве канала связи; при глубине забоя скважины более 2, 3 или 4 км при очередных СПО спуск в колонну бурильных труб шунтирующего кабеля длиной соответственно 2, 3 и 4 км	Наземный носитель информации об углублении скважины в функции времени и носитель информации АСП с забойной информацией в функции времени закладываются в аппаратуру перезаписи и производится регистрация величин $КС_1$ и $КС_2$ (АПК-1) или величин $КС_1$, $КС_2$ $КС_3$, $КС_4$, $I_{ГК}$; δ, $n_д$, $p_д$ и $M_д$ (АПК-М) в функции глубины скважины в аналоговой и цифровой форме

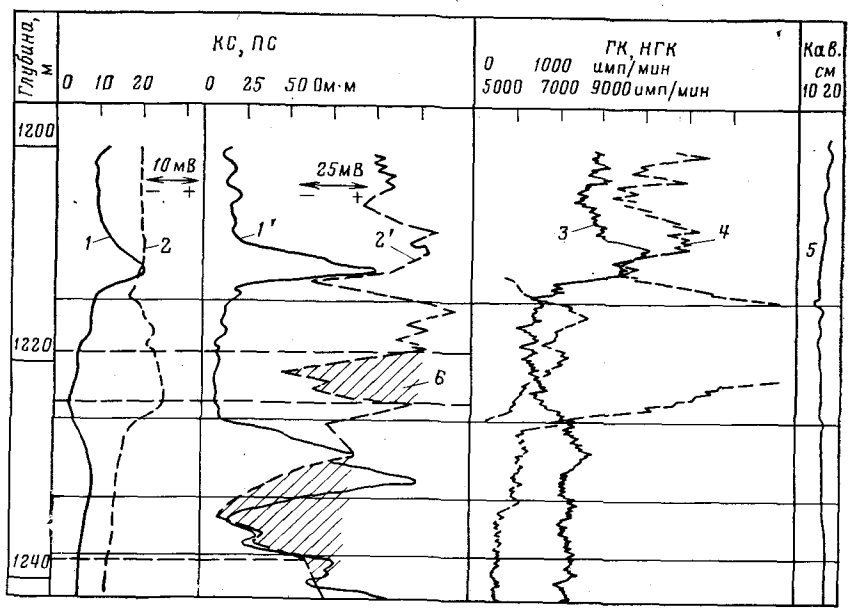


Рис. XVII.8. Выделение проницаемых пород по замерам ПС до и после закачки цементного раствора в скважину.

Замеры до закачки ($\rho_с$=0,2 Ом·м): *1* — КС, *2* — ПС, *3* — НГК, *4* — ГК, *5* — Кав; замеры после закачки ($\rho_с$=2,6 Ом·м): *1'* — КС, *2'* — ПС; *6* — проницаемые интервалы

Каротаж производят до воздействия на пласты (контрольный замер) и после него (повторный замер) [см. табл. XVII.9].

При БК применяют аппаратуру типа ТБК, АБК-Т, а при БМК — типа КМБК. Контрольный и повторный замеры выполняют одним и тем же комплектом скважинного прибора; диаграммы регистрируют в одинаковых масштабах глубин (1 : 200 или 1 : 100) и сопротивлений.

Проницаемые пласты выделяют по расхождению исправленных за влияние скважин контрольных и повторных замеров БК и БМК на величину, превышающую погрешность измерений (рис. XVII.7). Погрешность устанавливают по расхождению кривых обоих замеров против опорных пластов, которыми могут быть непроницаемые породы. Исправление показаний БК и БМК осуществляют с помощью палеток [70, 71]. Наблюдаются изменения сопротивлений, измеренных до и после воздействия на пласт (табл. XVII.10).

Неудовлетворительный результат может быть вызван низкой водоотдачей промывочной жидкости, недостаточным перепадом давлений скважина — пласт или малым временем воздействия на пласт, отклонением оптимальных сроков повторного измерения, установленных в районе. Характер изменения ПС после установки и разбуривания цементного кольца показан на рис. XVII.8.

Каротаж в процессе бурения

Каротаж в процессе бурения проводится с помощью систем типа «Забой» с электрическим комбинированным каналом связи «забой — устье» или систем с автономным скважинным прибором (АСП) типа АПК-1

Таблица XVII.12

Рекомендуемые шаги квантования по времени Δt (с) в зависимости от скорости бурения $v_б$ и шага квантования по глубинам Δ при работе с АСП

Δ, м	$v_б$, м/ч						
	5	5—10	10—20	20—40	40—75	75—150	150
0,1	120	60	30	15	—	—	—
0,2	—	120	60	30	15	—	—
0,4	—	—	120	60	30	15	—
0,8	—	—	—	120	60	30	15

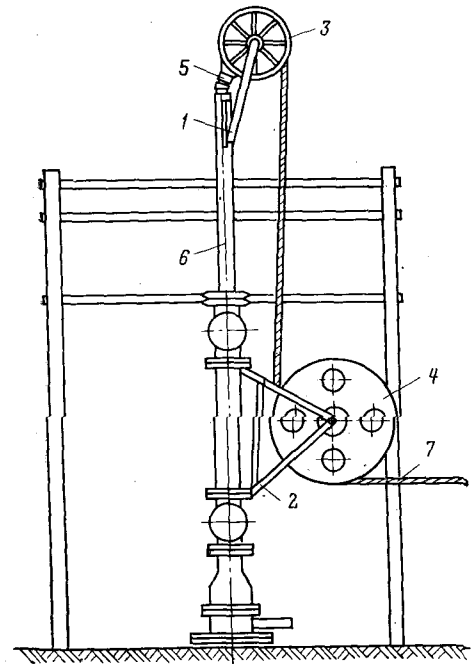


Рис. XVII.9. Устье фонтанирующей скважины, оборудованное для проведения геофизических исследований.

1, 2 — верхний и нижний кронштейны; *3, 4* — верхний и нижний ролики; *5* — уплотнительное устройство; *6* — труба лубрикатора; *7* — каротажный кабель

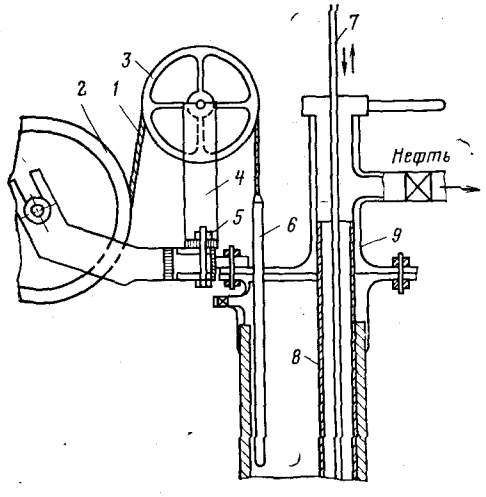


Рис. XVII.10. Устье глубиннонасосной скважины, оборудованное для геофизических исследований путем спуска прибора в межтрубное пространство.

1 — кабель каротажный одножильный; *2* — основной ролик; *3* — направляющий ролик; *4* — вертикальная опора направляющего ролика; *5* — болт передвижной вертикальной опоры; *6* — скважинный прибор для исследования затрубного пространства; *7* — шток насоса; *8* — насосно-компрессорные трубы; *9* — эксцентричная планшайба

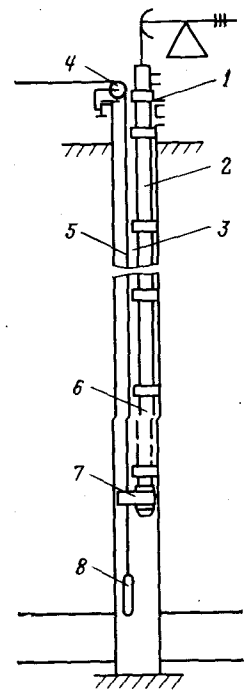


Рис. XVII.11. Схема оборудования скважины для спуска прибора в межтрубное пространство.

1 — эксцентричная планшайба; *2* — эксплуатационные трубы; *3* — пространство между эксплуатационными трубами и обсадной колонной; *4* — направляющий ролик; *5* — кабель; *6* — насос; *7* — отклонитель (эксцентричный фонарь); *8* — скважинный прибор

или АПК-М с консервацией информации внутри прибора (см. § 68).

Эти системы работают в комплексе с автоматическими газокаротажными станциями, автоматизированными геохимическими или геолого-геофизическими системами исследования скважин в процессе бурения или со специальной лабораторией. Последнюю укомплектовывают датчиками глубин, веса и циркуляции ПЖ на выходе скважины, применяемыми в автоматических газокаротажных станциях. При использовании системы «Забой» в лаборатории также устанавливают наземную аппаратуру с глубиномером и регистратором забойных параметров зависимости от глубин, а при работе с системами, включающими АСП, — аппаратуру перезаписи информации АСП с глубиномером и регистрации углубления скважины в зависимости от времени.

Перед началом работы датчик глубин монтируют на буровой лебедке, датчик веса — на «мертвом конце» талевого каната, а датчик циркуляции ПЖ на выходе скважины — в желобе буровой. При использовании системы «Забой» у устья скважины устанавливают лебедку с комплектом шунтирующих кабелей с соответствующим приводом.

Основные операции, выполняемые при проведении каротажа в процессе бурения, приведены в табл. XVII.11.

§ 86. ИЗМЕРЕНИЯ В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

К действующим относятся скважины, эксплуатирующиеся фонтанным и компрессорным способами, погружными центробежными электронасосами (ЭЦН), штанговыми глубинными насосами (ШГН), нагнетательные, поисково-разведочные в процессе испытания.

Действующие скважины подразделяются *на две группы: а) с повышенным давлением* на устье — фонтанные, компрессорные, а также часть нагнетательных и насосных; б) без повышенного давления на устье — нагнетательные, насосные эксплуатационные, а также поисково-разведочные скважины при испытаниях и контрольные с перфорированными пластами, оборудованные клапанами-отсекателями или с компенсацией давления столбом жидкости в подъемных трубах.

Измерения в действующих скважинах выполняют приборами диаметром не более 42 мм. Приборы большого диаметра могут быть использованы в нагнетательных скважинах без подъемных труб и насосных скважинах (прибор спускается раньше насоса и остается в скважине вместе с кабелем после спуска насоса на длительное *время).*

Скважины с повышенным давлением на устье исследуют с помощью лубрикатора, обеспечивающего спуск и подъем прибора без разгерметизации устья. Лубрикаторы могут быть стационарными (рис. XVII.9) или установленными на передвижной вышке. При больших давлениях на устье приборы снабжаются грузами, а лубрикаторы — устройствами для принудительного проталкивания кабеля. При исследовании скважин без повышенного давления на устье рекомендуется также устанавливать лубрикатор на случай аварийных выбросов. При работах через подъемные трубы они обычно приподняты над интервалом перфорации и измерения проводят ниже башмака подъемных труб. Однако иногда подъемные трубы перекрывают интервал перфорации. В этом случае применяют методы, позволяющие изучать пласт и межтрубное пространство через них.

В скважинах, оборудованных ШГН, *измерения выполняют приборами*, спущенными в межтрубное пространство по серповидному зазору между колонной и насосно-компрессорными трубами через отверстие в план-шайбе (рис. XVII.10 и XVII.11). Исследования проводятся ниже приема насоса.

В скважинах, оборудованных ЭЦН, изучается межтрубное пространство выше насоса с помощью приборов, расположенных в *насосно-компрессорных трубах*. Ниже насоса в интервале перфорации измерения выполняют или прибором, установленным до спуска насоса, или в ремонтный период при эксплуатации скважины с помощью компрессора. При совместной и раздельной эксплуатации двух объектов возможно исследование нижнего объекта ниже башмака подъемных труб и верхнего — через подъемные трубы.

Измерения в действующих скважинах выполняют с помощью обычного каротажного оборудования или специализированных станций с лабораторией и лебедкой, смонтированными на одной машине. Применяют одножильные и трехжильные бронированные кабели малого диаметра без *сростков и каких-либо повреждений. Станцию* и подъемник устанавливают с наветренной стороны на расстоянии не менее 25 м от устья скважины с обеспечением хорошей видимости между ними.

При выполнении комплекса исследований в действующей скважине вначале при спуске прибора измеряют температуру, когда спуск кабеля еще не нарушил теплового равновесия в стволе скважины. Устанавливать порядок проведения других замеров необязательно. Однако рекомендуется после термометрии проводить измерения методами, осуществляющими привязку диаграмм по глубине (локатором муфт или РК), а затем — установками, изучающими состав флюидов в стволе скважины (термокондуктивным и механическим дебитомером — расходомером). Последними проводятся замеры генераторами нейтронов.

В действующих скважинах измерения осуществляют в работающих и кратковременно (от 1—3 ч до 1—3 сут) остановленных скважинах, в процессе восстановления давления (термо- и пьезокаротаж) и при испытаниях (измерения нейтронными методами до и после возбуждения скважины).

В действующих скважинах применяются ядерно-геофизические методы [110], термометрия, расходометрия, исследования состава флюида в стволе скважины, пьезометрия, локация муфт и перфорированных интервалов, микрокавернометрия (измерение диаметра колонны), измерения ПС для определения глубины искусственного забоя и др.

Термометрия

Этот метод используют при решении практически всех задач при исследовании действующих скважин на нефтяных, газовых месторождениях и в подземных газохранилищах. В перфорированных пластах она служит для выявления интервалов притока и приемистости, установления интервалов обводнения нефтегазонасыщенных пластов, прорыва газа в нефтенасыщенных пластах, а в неперфорированных—

для прослеживания температурного фронта закачиваемых вод, выявления затрубных циркуляций и мест негерметичности колонн и подъемных труб. При солянокислотных обработках пластов по данным термометрии могут быть выявлены интервалы, в которых произошла реакция между кислотой и породой, сопровождающаяся выделением тепла. При выборе оптимального режима работы технологического оборудования по ее данным определяют глубину приема насоса, башмака подъемных труб, газоподъемных клапанов, интервалы разгазирования потока нефти и положение уровня жидкости в стволе скважины.

Термометрия обеспечивает возможность изучения объектов, перекрытых подъемными трубами, получение информации о работе пласта, недоступного для исследования в действующей скважине, по измерениям, выполненным после извлечения технологического оборудования и ее глушения, выявление малодебитных пластов и уточнение положения их подошвы, когда методы дебитометрии не эффективны, определение интервалов прорыва газа и обводнения независимо от минерализации воды и емкостных свойств пласта.

Применяют термометры двух типов: высокочувствительные с пороговой чувствительностью не ниже 0,02 °С для исследования нефтеносных и обводненных пластов и процесса солянокислотных обработок, а также обычные с пороговой чувствительностью до 0,3 °С для изучения нефтегазонасыщенных пластов, нагнетательных скважин, разгазирования в стволе скважины. Работы в перфорированных интервалах в действующей скважине выполняют в следующем порядке. Вначале, чтобы выявить возможные притоки флюида из мест негерметичности колонны, проводят измерения в широком интервале глубин выше перфорации и до забоя скважины. Затем в интервале, включающем 20 м подъемных труб, до перфорированного участка против него и в зумпфе выполняют детальные измерения. Записывают основную и контрольную термограммы при действии скважины. Эти измерения повторяют после кратковременной остановки скважины и спустя 3—4 ч. Для выделения поглощающих пластов в нагнетательной скважине осуществляют измерения после более длительной ее остановки, когда наступает тепловое равновесие (например, через 1 сут). Длительность остановки выбирают экспериментально по наблюдениям за стабилизацией температуры в подошве перфорированного пласта.

Местоположение фронта нагнетаемых вод, затрубные циркуляции между неперфорированными пластами, находящимися в разработке, устанавливают по результатам повторных исследований контрольных или длительно простаивающих скважин. Для контроля солянокислотной обработки выполняют измерения непосредственно после закачки кислоты в пласт (не позднее чем через 1—3 ч). Исследования скважин после их остановки и извлечения технологического оборудования выполняют не позже чем через 2—3 сут с момента остановки. Для выявления интервала обводнения в эксплуатационной скважине или разделения нефте- и водоотдающих частей в перфорированном пласте в процессе испытания замеры осуществляют после достаточно длительной отработки, когда скважина вышла на устойчивый режим и температура работающего пласта стабилизировалась. Записывают термограммы только при спуске прибора в скважину. Контрольную регистрацию выполняют после восстановления теплового режима в скважине, нарушенного при основном измерении (пауза должна быть вдвое больше времени нахождения прибора в этом интервале). При кратковременной остановке действующей скважины на время спуска прибора измерения начинают после ее отработки в течение срока не менее времени ее простоя. Скорость перемещения прибора (в м/ч) может быть найдена по формулам: для общих исследований $v=10^4/\tau$, для детальных $v=1{,}2{,}10^3/\tau$, где τ — тепловая инерционность прибора, с.

Расходометрия

Существуют две модификации расходометрии: механическая и термокондуктивная. В первом случае измерения проводят для выделения интервалов притока и приемистости, определения распределения суммарного дебита и расхода по отдельным пластам, эксплуатируемым одним общим фильтром, получения профиля притока и приемистости пласта. В механических расходомерах используют датчики турбинного типа со свободно вращающейся или заторможенной вертушкой. Применяют пакерные и беспакерные приборы: первые для малых и средних дебитов нефти и воды с порогом чувствительности не более 5 м³/сут, вторые — для газа и больших дебитов нефти и воды с порогом чувствительности свыше 20 м³/сут жидкости. Градуирование осуществляют на гидродинамическом стенде в потоке воды. Градуировочная характеристика (зависимость числа оборотов турбинки в минуту от дебита флюида) прямолинейная и пересекает на графике ось дебитов в точке, равной пороговой чувствительности расходомера (рис. XVII.12).

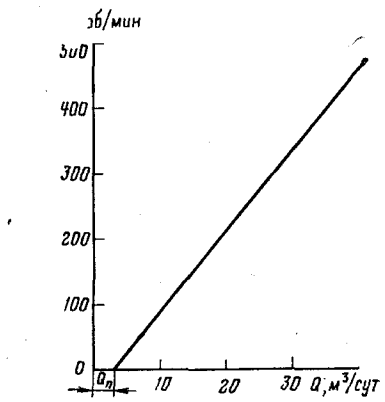


Рис. XVII.12. Градуировочная зависимость механического расходомера.
$Q_п$ — порог чувствительности расходомера

Распределение суммарного дебита по работающим пластам производят по результатам измерений прибором, располагаемым против перемычек между пластами, выше и ниже интервала перфорации. Профиль притока и приемистости пласта строят по измерениям, выполненным в пределах интервала перфорации. При этом в пласте выполняют не менее пяти измерений неподвижным прибором. Перед каждым из них выполняют обзорную непрерывную запись с прикрытым пакером со скоростью не более 100 м/ч с постоянной времени (в с) $\tau=600/v$ в масштабе глубин 1 : 200 или 1 : 50 в зависимости от детальности исследований. Все замеры выполняют при подъеме прибора. Допускаются расхождения показаний повторных измерений неподвижным прибором не более 10 %. По результатам замеров и данным градуировки строят интегральную расходограмму, характеризующую изменение суммарного расхода по глубине, и дифференциальную гистограмму дебитов, показывающую величину расхода на единицу мощности пласта. Если диаметр колонны изменяется в интервале исследований, то в показания расходомера вносят поправки за изменения диаметра колонны по показаниям микрокаверномера. По данным исследования скважин при нескольких режимах строят индикаторные кривые для каждого работающего пласта в виде зависимости расхода от величины забойного давления. При исследовании скважин в период восстановления пластового давления устанавливают кривую спада дебита со временем.

При интерпретации интегральную дебитограмму анализируют от подошвы к кровле, а расходограмму — от кровли к подошве. Считают достоверными те измерения, которые дают положительные или нулевые приращения дебита или расхода. Из нескольких повторных измерений за истинные принимают максимальные значения (предполагается, что им соответствует лучшая пакеровка прибора). Отрицательные приращения обычно вызываются дефектами обсадной колонны и цементного кольца, погрешностями измерения или ухудшением пакеровки прибора, поэтому их исключают из рассмотрения.

Термокондуктивные измерения проводят для выделения интервалов притока или приемистости, мест негерметичности колонны и перетоков между перфорированными пластами при исследованиях остановленных скважин. Термокондуктивным дебитомерам присуща высокая чувствительность в диапазоне низких дебитов (порог чувствительности 1—4 м³/сут) и отсутствие механических элементов, что повышает их надежность. Недостатком является зависимость показаний от состава флюида, режима течения, геометрии обтекания прибора и других трудно учитываемых факторов, что делает невозможной количественную интерпретацию термодебитограмм и ограничивает ее использование индикацией притока. При термокондуктивной дебитометрии измеряют либо сопротивление датчика, либо частоту, если датчик включен в частотно-зависимую электронную схему. Данные обычно комплексируют с термометрией. При этом один и тот же датчик служит и термоанемометром при его подогреве, термометром при выключенном подогреве. Исследования осуществляют в интервале перфорации, перемычках, зумпфе и выше перфорации (обычно до воронки подъемных труб и 10—20 м в них). Записывают две диаграммы, основную и контрольную, со скоростью 100—150 м/ч при подъеме прибора. На термодебитограмму наносят шкалу приращений температуры датчика ΔT или приращения его сопротивления.

При интерпретации термодебитограмм используют типовые диаграммы (см. рис. X.17). Если ствол скважины заполнен нефтью и водой, то по данным резистивиметрии устанавливается водонефтяной раздел (ВНР). Ему на термодебитограмме соответствует скачок температуры. Ниже ВНР в неподвижной воде приращение температуры равно $\Delta T_{ов}$ (см. рис. X17). Таким образом может быть выявлен слабый приток воды из пласта в воду, заполняющую ствол скважины. Ровный участок на термодебитограмме имеет место при достаточно мощной перемычке между работающими пропластками. В подъемных трубах ΔT уменьшается, если эксплуатация ведется по трубам, или увеличивается, если эксплуатация ведется по межтрубью.

Исследование состава флюида в стволе скважины

Поток флюида в стволе скважины обычно представляет собой смесь компонент, отличающихся по физическим свойствам (плотность в диапазоне 0,1—1,2 г/см³, диэлектрическая проницаемость от 1 до 80, удельное электрическое сопротивление от 0,01 Ом·м до ∞ и т. д.). На этих отличиях базируются методы изучения состава жидкости, заполняющей скважину. Они предназначены для выявления притока воды из перфорированного нефтегазонасыщенного пласта в действующую скважину. Методы изучения состава смеси в ее стволе разделяются на объемные, определяющие среднюю по сечению колонны величину ис-

следуемого физического свойства смеси (измерения гамма-плотномером по рассеянному излучению и градиент-манометром), локальные, устанавливающие физический параметр смеси в месте нахождения детектора прибора (диэлькометрическая влагометрия, измерения гамма-плотномером по просвечиванию), а также инверсионные, фиксирующие изменения структуры потока (резистивиметрия).

Для водонефтяной и газоводяной смесей характерны две основные структуры потока: нефть (газ) диспергирована в виде капель (пузырьков) в воде — гидрофильная смесь; вода диспергирована в нефти (газе) — гидрофобная смесь. Промежуточная структура носит название инверсионной смеси. Электропроводность, диэлектрическая проницаемость, теплопроводность в основном определяются свойствами вмещающей компоненты смеси и мало зависят от свойств диспергированной компоненты. Режимы течения смеси подразделяются на ламинарный при Re *<2320, турбулентный при $Re>4000$ и переходный при $2320<Re>4000$. В восходящем потоке гидрофильной смеси, воде, нефти возможно существование всех трех режимов течения, в инверсионной смеси — переходный и турбулентный режимы, в гидрофобной — только турбулентный.

При движении потока отдельные его компоненты могут перемещаться с разными скоростями. Методы, реагирующие на содержание воды в движущейся смеси, определяют ее мгновенное содержание $C_{в.м}$, отличающееся от содержания $C_{в.о}$ воды в пробе, отобранной из скважины на поверхности. Различие между $C_{в.м}$ и $C_{в.о}$ устанавливается по коэффициенту задержки $k_з=v_н/v_в$, где $v_в$ и $v_н$ — скорости соответственно воды и нефти (газа). Здесь

$$C_{в.м}=\frac{k_з C_{в.о}}{1-C_{в.о}(1-k_з)}.$$

Для ламинарного потока характерны параболическое распределение скорости по диаметру колонны и величина $k_з>1$. Неравномерность распределения нефти и воды по сечению колонны и обтекание каплями нефти датчика прибора в ламинарном потоке гидрофильной смеси существенно завышает $C_{в.м}$ по сравнению с $C_{в.о}$. Для турбулентного потока характерны равномерные распределения скоростей и соотношения компонент смеси, при этом $k_з\approx1$. Изменение $\Delta C_в$ величины обводненности в стволе $C_в$, вызванное притоком смеси $Q_п$, можно оценить по выражению

$$\Delta C_в=(C_п-C_в)\frac{Q_п}{Q+Q_г},$$

где $C_п=Q_{в.п}/Q_п$ — обводненность притекающего потока; $Q_{в.п}$, $Q_п$ — дебиты притекающей воды и восходящего потока.

Диапазон изменения обводненности в различных точках сечения колонны следующий: гидрофильная смесь — $0\leqslant C_{в.о}\leqslant 100$ %, $60\leqslant C_{в.м}\leqslant 100$ %, инверсионная смесь — $0\leqslant C_{в.м}\leqslant 60$ %, $\sqrt{\mu_в}/(\sqrt{\mu_в}+\sqrt{\mu_н})\leqslant C_в\leqslant 60$ %, гидрофобная смесь — $0\leqslant C_{в.о}\leqslant\sqrt{\mu_в}/(\sqrt{\mu_в}+\sqrt{\mu_н})$, $0<C_в<30$ %, где $\mu_в$, $\mu_н$ — вязкости воды и нефти.

Наиболее благоприятен для определения обводненности и выявления притока воды турбулентный поток гидрофобной смеси ($0<C_в<30$ %), а наименее — ламинарный поток гидрофильной смеси, особенно при наличии застойной воды в скважине, когда скорость потока недостаточна для ее выноса на поверхность. Переход одного типа смеси в другой сопровождается скачкообразным изменением ее физических свойств. На диаграммах этот скачок фиксируется резким изменением показаний (прежде всего инверсионных методов) и интерпретируется как водонефтяной раздел (ВНР). За положение ВНР принимается переход инверсионной смеси в гидрофобную. Часто интервал ствола, занятый инверсионной смесью, мал и не фиксируется на диаграммах. При ламинарном течении гидрофильной смеси раздел типов смеси обычно одновременно является и разделом режимов течения, т. е. выше ВНР происходит турбулизация потока. В малодебитных скважинах с застойной водой смесь флюидов остается гидрофильной с ламинарным режимом течения во всем интервале фильтра, в том числе и при минимальной обводненности пластового флюида. Нефть и газ барботируют в виде капель, слегов, пузырьков через воду и $k_з\to\infty$. В таких условиях эффективное исследование притока и его состава возможно только пакерными приборами. В них благодаря уменьшению сечения потока в его направляющей трубе возможна турбулизация потока и, как следствие, $k_з\to 1$.

Для исследования состава флюида в стволе скважины применяются резистивиметрия, диэлькометрическая влагометрия, а также плотностной гамма-гамма-каротаж и кислородный активационный нейтронный гамма-каротаж [110].

Резистивиметрия

Для измерения удельной электрической проводимости применяют бесконтактные индукционные резистивиметры и одноэлектродные на постоянном токе для замеров удельного электрического сопротивления (УЭС). Их назначение — разделение смесей на гидрофильную составляющую с УЭС (или проводимостью), близким к УЭС воды, и гидрофобную с УЭС, близким

* $Re=4Q\delta/\pi d_c\mu$, где Re — число Рейнольдса; Q, δ, μ — дебит, плотность и вязкость флюида.

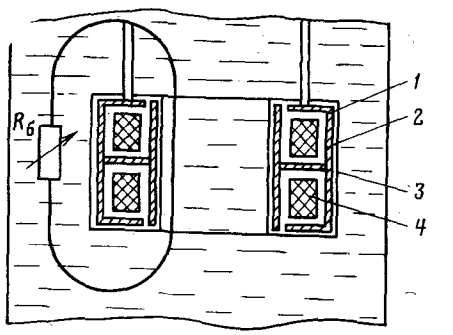


Рис. XVII.13. Схема датчика проточно погружного типа индукционного резистивиметра.

1 — экран; *2*, *4* — катушки; *3* — изоляционное покрытие; $R_б$ — сопротивление объемного витка жидкости

к УЭС нефти, и установление положения ВНР. Более совершенны индукционные резистивиметры, основанные на измерении электропроводности жидкостного объемного витка связи методом вихревых токов с помощью индукционного датчика проточно погружного типа (рис. XVII.13). Индукционная резистивиметрия позволяет также устанавливать структуру потока гидрофильной смеси (капельная, четочная), приток воды в гидрофильную смесь с минерализацией, отличной от минерализации воды в колонне, струйные притоки воды в гидрофобную смесь и нефти в гидрофильную, выявлять инверсионный тип структуры потока. Ее достоинством является возможность индикации слабых притоков нефти в скважину, заполненную водой, и высокая чувствительность к изменению минерализации притекающей воды. Индукционный резистивиметр типа РИС-42 измеряет удельную электрическую проводимость σ в диапазоне 0,1—30 См/м при наиболее крупном масштабе регистрации 0,05 См/м на 1 см. Прибор калибруют в цилиндрическом сосуде диаметра 150 мм в водных растворах NaCl с удельными проводимостями 0,1—0,3; 1—3; 20—30 См/м при постепенном повышении минерализации раствора. Определяют постоянную датчика разистивиметра $K_д=1/R_т\sigma_р$, где $\sigma_р$ — удельная электропроводность раствора, измеренная образцовым кондуктомером; $R_т$ — сопротивление на образцовом магазине сопротивления, эквивалентное установленному сопротивлению раствора. Погрешность определения $K_д$ не должна превышать 0,0002 м.

В фонтанирующей скважине измерения выполняют при спуске прибора с охватом 10—20 м интервала подъемных труб, фильтра и зумпфа до уровня осадка. Если запись повторяют при подъеме прибора, то его погружают на 1—2 м недоходя осадка во избежание засорения канала датчика. Применяют следующие масштабы записи диаграмм удельной проводимости: 0,05—0,2 См/м на 1 см при поступлении воды с $\sigma<5$ См/м и 0,5—2,5 См/м на 1 см при поступлении воды с $\sigma>5$ См/м. В высокодебитных скважинах с $Q>100$ м³/сут и обводненностью до 60 % измерения выполняют тремя фоторегистраторами осуществляющими запись в масштабах, соотносящихся как 1 : 5 : 25, причем предел первого масштаба превышает 10 % от удельной проводимости воды. При обводненности более 60 % или дебитах ниже 50—100 м³/сут (при наличии застойной воды в стволе скважины) диаграммы записывают в одном масштабе, но со смещенными началами отсчета на величину σ застойной воды. Регистрацию проводят в масштабе глубин 1 : 200 при скорости движения прибора 400—600 м/ч. Перед записью и после нее выполняют контрольные измерения: фиксируют нуль пишущего прибора, показания датчика в воздухе в позиции «стандарт-сигнал», величину скомпенсированного сигнала, кроме того, в скважине регистрируют наложенный стандарт-сигнал в интервалах стабильных показаний (зумпф, застойная вода без нефти и газа, гидрофобная среда, когда $\sigma=0$). Горизонтальная шкала диаграммы линейна и проградуирована в единицах См/м. В показания вводят поправки за температуру по зависимости величины σ раствора NaCl от температуры. При незначительном изменении температуры в интервале исследования допускается его приближенный учет (2,5 % изменения σ на 1 °С). Интерпретация данных индукционной резистивиметрии выполняется на основании типовых диаграмм (рис. XVII.14). О типе флюида в стволе скважины судят по величине σ. При записи в гидрофильной смеси, представленной эмульсией «нефть в воде», диаграмма изрезана хаотическими выбросами в интервале с пониженными значениями σ. Эти выбросы невелики при капельном режиме течения и резко увеличиваются в виде пачек при четочном режиме (см. рис. XVII.14, б). В гидрофобной смеси на фоне нулевых значений σ возникают выбросы в районе увеличения σ (см. рис. XVII.14, *в*). При промежуточном типе смеси диаграмма имеет вид изрезанной кривой со средними значениями σ (см. рис. XVII.14, *г*).

Одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе используют для определения типа смеси и положения ВНР. Резкое различие величин УЭС этих двух типов смеси позволяет качественно проводить измерения без калибровки прибора. Достоинством прибора является простота его схемы, позволяющая объединять токовый резистивиметр в одном приборе с другими датчиками, например с термометром. Электрод токового резистивиметра изготовляют из меди или латуни с полированной поверхностью (во избежание налипания нефти) и защищают фонарем. Сопротивление

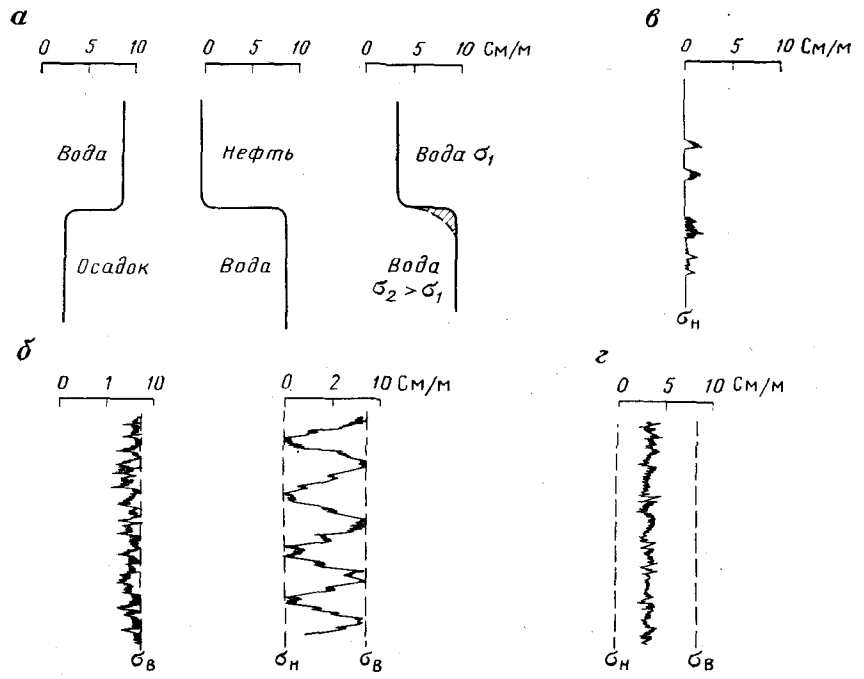


Рис. XVII.14. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра.

а — границы однородных сред; *б* — гидрофильная смесь «нефть в воде»: структуры: *1* — капельная, *2* — четочная; *в* — гидрофобная смесь «вода в нефти»; *г* — область переходного течения

изоляции между электродом и корпусом прибора должно быть не менее 2 МОм. Измерения проводят при подъеме прибора с охватом интервалов зумпфа, фильтра и подъемных труб. Скорость подъема прибора не превышает 1000 м/ч. Запись диаграмм осуществляют пишущим прибором малой чувствительности в масштабе глубин 1 : 200.

Гамма-плотнометрия

Используется зависимость показаний I метода от электронной плотности скважинного флюида. Установка включает детектор и источник гамма-излучения с энергией меньшей 100 кэв. Коллимированное по оси прибора излучение обеспечивает исследование флюида между источником и детектором и исключает влияние скважины. Для исследования низкодебитных скважин используют приборы с пакерами. Прибор калибруется в средах различной плотности. Градуировочный график представляет зависимость $I/I_{пр.в}=f(\delta)$, где $I_{пр.в}$ — показания в пресной воде. Измерения в скважинах включают две записи — основную и контрольную. Для привязки по глубине к разрезу одновременно записывается кривая ГК отдельным датчиком. Скорость записи — 100—200 м/ч. На диаграммах наносят шкалу в единицах плотности с помощью градуировочного графика. Содержание воды $C_в$ по измерениям плотности флюида δ в скважине определяют по формуле: $C_в=\dfrac{\delta-\delta_{н(г)}}{\delta_в-\delta_{н(г)}}$, где $\delta_в$, $\delta_{н(г)}$ — плотности

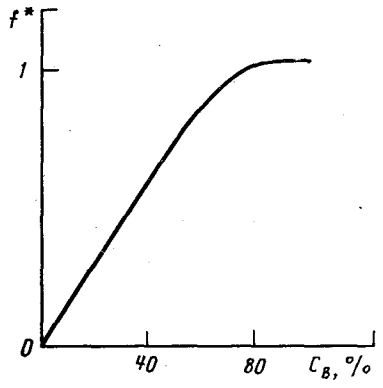


Рис. XVII.15. Градуировочная зависимость влагомера

воды и нефти (газа). Значения $\delta_в$ и $\delta_{н(г)}$ рекомендуется устанавливать по данным измерений к скважине. В скважинах, обводняющихся водой с различной плотностью (пластовой, закачиваемой пресной), для интерпретации диаграмм плотности флюида используются данные резистивиметрии [97, 100].

Диэлькометрическая влагометрия

Используется зависимость показаний метода от диэлектрической проницаемости

скважинного флюида. Датчиком влагомера служит конденсатор проточного типа, включенный в колебательный контур ZC генератора. Применяют влагомеры двух типов: пакерные и беспакерные (рис. XV. 6). Последние не уступают пакерным при работе в турбулентном потоке, особенно в смеси гидрофобного типа (выше ВНР), когда изменением обводненности по сечению колонны можно пренебречь. В пакерном приборе через датчик пропускается почти вся смесь (коэффициент пакеровки обычно меньше единицы). Это позволяет исследовать гидрофильные смеси при ламинарном потоке, характерном для низкодебитных скважин. Однако перетоки по затрубному пространству способны искажать результаты, получаемые с пакерными приборами.

Преимуществом диэлькометрических влагомеров по сравнению с гамма-плотномерами является более высокая чувствительность к изменениям содержания воды в гидрофобной смеси, а недостатком — зависимость показаний от структуры смеси и меньшая чувствительность к изменению содержания воды $C_в$ в гидрофильной смеси, особенно при $C_в>60$ %. Градуировочный график влагомера представляет зависимость величины $f^*=(f-f_н)/(f_в-f_н)$ от $C_в$, где f, $f_н$, $f_в$ — показания прибора в смеси, нефти и воде (рис. XVII.15). Его строят по измерениям в вертикальной трубе, в которую подают водонефтяную смесь, приготовленную на нефти данного месторождения в буферной емкости. Влагомер также имеет температурную характеристику. Погрешность определения содержания воды в гидрофобной смеси не превышает 3 % абсолютных. Перед спуском в скважину влагомер эталонируют в нефти и воде при температуре 20 °С. Регистрируют непрерывные кривые изменения частоты колебания f контура LC с глубиной скважины и выполняют измерения f при остановках прибора.

В действующей скважине измерения выполняют в интервалах фильтра и 20 м прилегающих к нему подъемных труб. Запись остановленным прибором выполняют в интервале перфорации (обычно на тех же глубинах, где регистрировался расход механическим расходомером), а также в местах резких изменений показаний на диаграммах f. Дополнительно записывают диаграмму f ниже ВНР в кратковременно остановленной скважине. При обзорных исследованиях допускается скорость подъема прибора 1000—1500 м/ч и погрешность измерений 6 %, при детальных — соответственно 100—150 м/ч и 3 %. Рекомендуемый масштаб записи без компенсации: $1{,}2—f_в/l_ш$ Гц/см ($l_ш$ — ширина шкалы диаграммы) или с компенсацией на величину $0{,}8f_н$: $1{,}2—(f_в—f_н)/l_ш$ Гц/см. Непрерывную регистрацию выполняют с закрытым пакером при спуске прибора. Измерения остановленным прибором выполняют с полностью открытым пакером.

Между измерениями, при подъеме прибора, записывают непрерывную кривую f, для чего пакер прикрывают. На диаграммах и гистограммах наносят шкалу в единицах содержания воды с помощью градуировочного графика $f^*=F(C_в)$, исправленного за влияние температуры. Опорные величины $f_в$ и $f_н$ рекомендуется устанавливать по данным измерений в скважине ($f_н$ в безводный период эксплуатации). Совместная обработка результатов механической расходометрии и влагометрии позволяет определить количество воды $\Delta Q_в$ и нефти $\Delta Q_н$, притекающих из интервала притока:

$\Delta Q=Q_2-Q_1$;

$\Delta Q_в=Q_2C_{в2}-Q_1C_{в1}$;

$\Delta Q_н=\Delta Q-\Delta Q_в$,

где ΔQ — суммарный приток флюида; Q_2, Q_1 — расходы; $C_{в2}$, $C_{в1}$ — обводненность непосредственно над и под интервалом притока.

Измерение давления

Для регистрации давления p (в МПа) используют манометры, установленные на устье скважины, подключенные к полости подъемных труб или межтрубного пространства, и глубинные манометры, спускаемые в действующую скважину на глубину исследуемого перфорированного пласта. Обычно используют данные о величинах забойного $p_{заб}$ и пластового $p_{пл}$ давления, приведенных к глубине залегания середины вскрытого пласта. Эти величины можно определить двумя способами: замером глубинным манометром, установленным против середины пласта, и замером давления выше пласта $p_{зам}$, в частности на устье скважины, приведенным к заданной глубине:

$$p_{заб}=p_{зам}+\frac{(H_{пл}-H_{зам})\,\delta_{ср}}{10}+p_{тр},$$

где $H_{пл}$, $H_{зам}$ — глубины середины пласта и замера; $\delta_{ср}$ — средняя плотность флюида в интервале между указанными точками; $p_{тр}$ — потеря давления на трение потока о стенки труб.

Величина $p_{тр}$ зависит от скорости потока, его состава, диаметра и шероховатости труб и прямо пропорциональна разности $(H_{пл}—H_{зам})$. Учитывая, что величины $p_{тр}$ и $\delta_{ср}$ в действующей скважине известны лишь приближенно, точку замера стремятся максимально приблизить к середине пласта. При измерении $p_{пл}$ движения потока в скважине нет и $p_{тр}=0$. Если $\delta_{ср}$ оценена с высокой точностью, то целесообразно не измерять $p_{зам}$, а вычислять его по гидростатической формуле $p_{зам}=0{,}1\,H_{пл}\,\delta_{ср}$. Если межтрубное пространство скважины заполнено однородным флюидом, то $p_{заб}$ может быть вычислено по данным, полученным с помощью устьевого манометра, измеряющего межтрубное давление $p_{меж}$. Для нефтяных и нагнетательных скважин $p_{заб}=p_{меж}+$

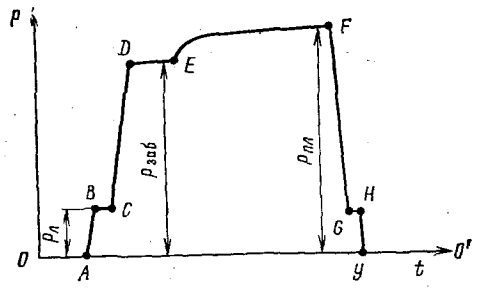


Рис. XVII.16. Запись глубинным манометром при изменении забойного и пластового давлений

$+0{,}1H_{пл}\delta_{ср}$, а для газовых скважин по барометрической формуле

$$p_{заб} = p_{меж}\, e^{\frac{0{,}03-41\delta_{г.ср}H_{пл}}{k_{ср}T_{ср}}},$$

где $\delta_{г.ср}$ — относительная плотность газа (по воздуху); $T_{ср} = (T_{заб}+T_{меж})/2$ — средняя абсолютная температура газа в межтрубном пространстве; $T_{заб}$, $T_{меж}$ — абсолютные температуры на забое и устье; $k_{ср}$ — коэффициент сжимаемости газа при $T_{ср}$ и $p_{ср}=(p_{заб}+p_{меж})/2$.

Расчет ведут в два приема. Сначала по этой формуле определяют величину $p_{заб}$ при $k_{ср}=1$, а затем по таблицам с помощью $p_{заб}$ и $T_{ср}$ находят величину $k_{ср}$ и вычисляют $p_{заб}$.

Глубинными манометрами в действующих скважинах обычно за один цикл измеряют $p_{заб}$, $p_{пл}$ и снимают кривую восстановления давления со временем (КВД). Для этого прибор через лубрикатор опускают на глубину замера, выжидают перед измерением $p_{заб}$ 15—20 мин для его прогрева (период термостадии), затем скважину останавливают и записывают КВД (зависимость p от времени t), асимптота которой равна $p_{пл}$ (рис. XVII.16). Зависимость имеет следующие характерные участки: AB — рост давления $p_л$ в лубрикаторе после открытия буферной задвижки, CD — рост давления при спуске прибора на забой, DE — период термостадии (точка E соответствует закрытию задвижки на выкидной линии), EF — собственно КВД, FG — спад давления при подъеме прибора, GH — давление в лубрикаторе, $HУ$ — «стравливание» давления в лубрикаторе после закрытия буферной задвижки. Время записи КВД зависит от гидропроводности и пьезопроводности пласта и может изменяться от нескольких часов до нескольких дней. В последнем случае полную кривую КВД не записывают, а производят периодический спуск прибора в скважину и измерение p в течение 15—25 мин.

В многопластовой залежи, вскрытой одним фильтром, измеряемое манометром давление, равно давлению пласта с максимальным $p_{пл}$, в то время как $p_{пл}$ других пластов остается неизвестным. Их определяют по результатам измерений расходомером и забойным манометром, выполненным при нескольких разных депрессиях $\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$ (репрессиях) на пласт методом установившихся отборов. Изменение режима работы скважины осуществляют сменой штуцера на выкидной линии. После стабилизации расхода в работающей скважине определяют профиль притока (приемистости) и измеряют $p_{заб}$. По данным таких исследований строят индикаторные диаграммы зависимости между дебитом каждого пласта Q_I, Q_{II}, Q_{III} ... и $p_{заб}$ (рис. XVII.17). Экстраполяция их до нулевого дебита отсекает на оси $p_{заб}$ величину, равную $p_{пл}$ для каждого пласта.

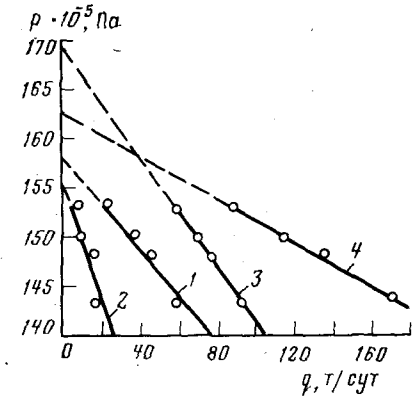


Рис. XVII.17. Индикаторные диаграммы, получаемые при исследовании трехслойного объекта.

1, 2, 3 — индикаторные диаграммы *I—III* — объектов; *4* — суммарная индикаторная диаграмма

Другие виды исследований

Измерения градиента давления градиент-манометром выполняют в работающей и остановленной скважинах при перемещении прибора в них. Регистрируют непрерывную кривую изменения разности давлений между двумя высокочувствительными датчиками, разнесенными на 60 см. Показания прибора зависят от направления его движения и от скорости перемещения в скважине флюида. Если падение давления, связанное с потерями на трение, мало, то диаграмма градиента давления характеризует среднюю плотность флюида между датчиками. Значения плотности при спуске прибора завышаются, а при подъеме занижаются, поэтому записывают всегда обе кривые и за истинное значение плотности принимают среднее между ними. Чувствительность прибора к изменению плотности 0,02 т·с/м³.

Измерения малогабаритным калибромером (микрокаверномером), спускаемым через подъемные трубы, выполняют для получения профиля изменения диаметра скважины. Он необходим для выявления дефектов колонны и учета влияния изменения диаметра скважины в интервале притока (поглощения) на данные расходометрии как в открытом стволе (при эксплуатации с открытым забоем), так и в колонне, деформированной при перфорации большими кумулятивными зарядами. Измерения проводят с помощью трех дугообразных пружин, скользящих по образующим ствола скважины. Точность измерений порядка ±2,5 мм.

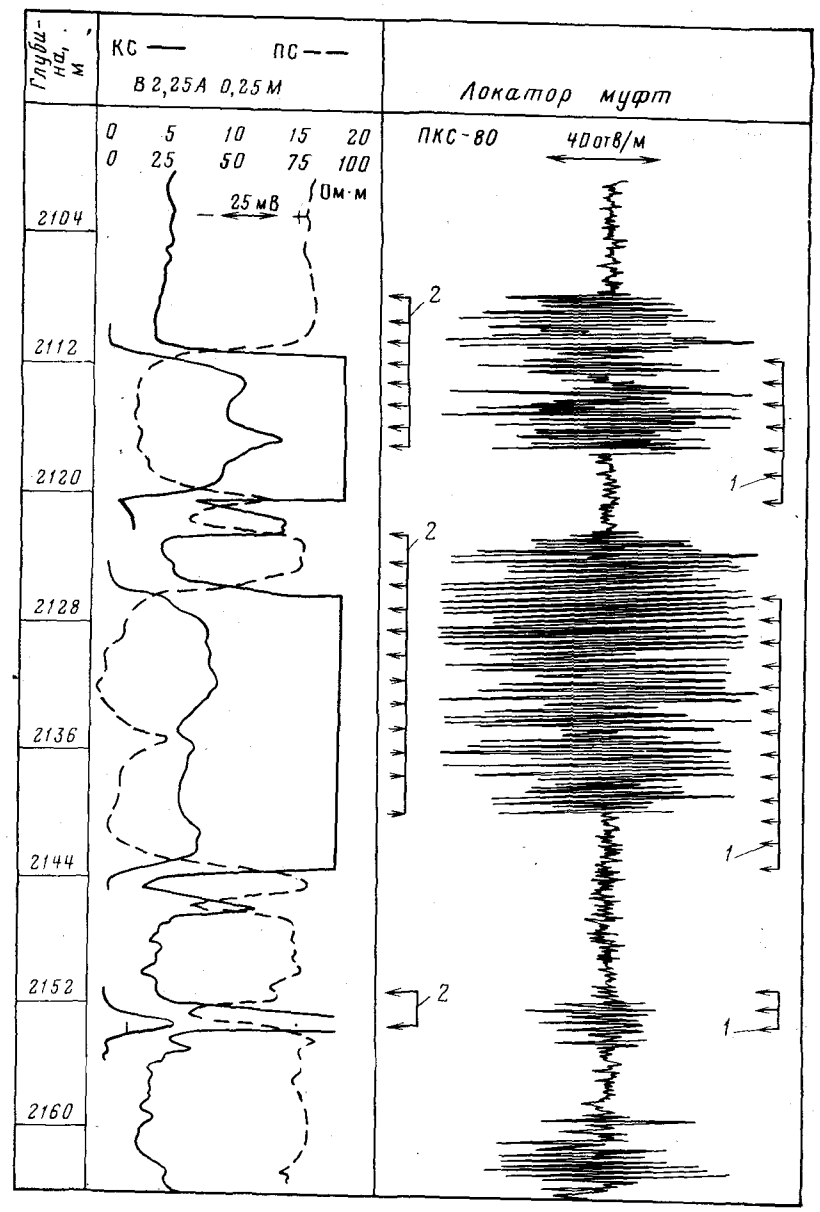


Рис. XVII.18. Вид записи локатором муфт.

Интервалы перфорации: *1* — заданные; *2* — фактические

Отбор герметичных проб жидкости на заданной глубине осуществляют для определения ее свойств при забойном давлении. Пробоотборник спускают на заданную глубину через подъемное трубы. Глубины устанавливают путем локации муфт с помощью локатора, соединенного с *пробоотборником*. Прибор фирмы Шлюмберже приводится в действие после спуска на заданную глубину взрывным

способом. Затем для безопасного хранения и транспортировки отобранной пробы ее перемещают под давлением в контейнер, который обеспечивает неизменность характеристик отобранной жидкости.

Локацию муфт и перфорированных интервалов проводят, чтобы установить положения стыков подъемных и обсадных труб с целью привязки их к разрезу скважины для последующей корректировки по глубине кривых, полученных методами, исследующими внутрискважинное пространство, глубины башмака подъемных труб, положения забоя, а также для привязки интервала перфорации к разрезу скважины, если ее осуществляют сильными кумулятивными зарядами. Делают это с помощью электромагнитных локаторов, наводящих в трубах переменное магнитное поле. Локаторы включают в состав приборов РК, термометров, расходомеров, влагомеров и др. Стыки подъемных труб согласуют с разрезом путем одновременной записи кривой РК и локации муфт при подъеме прибора. При локации интервала перфорации выполняют две-три записи с одинаковой скоростью перемещения прибора порядка 200—300 м/ч. Для определения глубины искусственного забоя прибор спускают на забой и записывают кривую локатора при подъеме прибора в интервале, включающем два-три стыка подъемных труб. Отрыв от забоя отмечается началом колебания пишущего прибора. Амплитуда сигнала от муфтовых соединений и перфорации должна более чем в два раза превышать уровень флуктуаций записи (рис. XVII.18). Интервал перфорации может не выделяться или выделяться ошибочно в следующих случаях: когда корродированные трубы создают повышенную амплитуду сигнала локатора из-за изменения толщины стенок труб, на стенках имеется цементная корка или грязь, изменяющая зазор между полюсами магнитных наконечников и стенкой колонны. Локацию муфт проводят одновременно со всеми записями в действующей скважине. На копии этих кривых в виде условных обозначений наносят положение муфт, башмак подъемных труб, забой скважины и интервал перфорации, снятые с диаграммы локатора муфт.

Глава XVIII
ОБРАБОТКА ИЗМЕРЕНИЙ И ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

§ 87. КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты геофизических исследований скважин требуют тщательного контроля, целью которого является выявление ошибочных и не удовлетворяющих техническим условиям материалов.

По подлинникам материалов ГИС необходимо проверить следующее:

а) оформление заголовков;

б) разметку глубин, в частности, отбивку меток на диаграмме, соответствие расстояния между ними требуемому значению, правильность расчета цены первой метки для каждого вида каротажа совпадение глубин башмака обсадной колонны и забоя (определенных по диаграмме) с данными бурения;

в) градуировочные записи — установку силы тока, компенсацию, положение нулевой линии и т. д., правильность проведения нулевой линии, установки масштаба записи и переносов кривой;

г) проведение измерений сопротивлений (не меньше допустимых) изоляции жил кабеля, зонда, измерительных и силовых цепей лаборатории и скважинных приборов;

д) режим работы аппаратуры — скорости записи, правильность выбора предела измерений, при радиоактивном каротаже — правильность выбора постоянной времени; соответствие режима работы условиям измерений;

е) отсутствие помех и искажений ими результатов измерений;

ж) соответствие между собой результатов повторных измерений, данных каротажа, полученных в различное время, а также диаграмм разных видов каротажа в данной скважине, соответствие рассматриваемых диаграмм известным геофизическим характеристикам пластов.

На основании такого сопоставления нужно оценивать возможную погрешность определения глубин и результатов измерений При одинаковых условиях исследований абсолютную погрешность принимают равной половине величин расхождения между первым и вторым замерами. Относительную погрешность получают из отношения абсолютной погрешности к средней величине измеряемого параметра по двум замерам. Погрешность регистрации кривых и отклонения градуировочных записей от номинальных значений должны находиться в пределах, указанных в инструкциях для каждого метода (табл. XVIII.1).

Необходимо проверять стабильность работы аппаратуры; для этого используют отметки положения нулевых линий, записи в колонне, кривые исследуемой величины при неподвижном приборе (зонде).

Таблица XVIII.1

Допустимые погрешности в записях каротажных диаграмм

Каротаж	Нестабильность нуля, мм	Расхождение в показаниях при повторных измерениях, %	Расхождение в записях от сигнала на поверхности и в скважине, %	Отклонение показаний в колонне от нулевой линии, мм	Максимально допустимые показания	Минимально допустимые показания	Средняя квадратическая погрешность из-за сглаживания и флуктуаций, %	Примечание
КС (БКЗ)	2	10	10	2	5000 Ом·м	0,2 Ом·м	—	Для индукционного каротажа допустим ы расхождения в записях сигнала от теста до и после измерений 10% «нуль в воздухе» до и после измерений — 10 мСм/м, нуль-сигнал на поверхности и в скважине —5 мСм/м
ИК	10 м× ×См/м	10	10	—	100 Ом·м	0,3 Ом·м	—	
БК	2	20	10	2	3000 Ом·м	0,2 Ом·м	—	
МК	—	16	10	2	—		—	
БМК	2	10	10	2	400 Ом·м (ρ>0,5 Ом м)		—	
					100 Ом·м		—	
ПС	20	10	—	—	(ρ=0,1 ÷ ÷ 0,05 Ом·м)			
НК	2	2	—	—	—	—	3	
ГГК	2	—	—	—	—	—	1,5	
ГК	2	10	—	—	—	—	5	
АК	2	3	—	—	7000 м/с	7600 м/с	—	
АКЗ	—	30	—	—	—	—	—	
ТМ	—	2	—	—	—	—	—	
КМ	2	2	10	15	—	—	—	
МКМ	2	1	10	10	35 см	—	—	
РМ	2	16	10	—	—	—	—	
ГЗК	10	—	—	—	—	—	—	

Наилучшим способом контроля кривых БКЗ является сопоставление значений кажущихся удельных сопротивлений, полученных различными зондами против отдельных пластов. Такое сопоставление следует делать путем построения кривой зондирования. Значительные отклонения отдельных точек от кривой указывают на ошибочность измерений. Допустимые погрешности при инклинометрии могут быть следующими:

Таблица XVIII.2

Угол отклонения, градус	Допустимая погрешность в определении, градус	
	угла отклонения	азимута
<2	1/2	—
2—5	1/2	10
5—10	1/2	5
10—30	1	5
>50	2	5

Качество опробования ОПТ объекта оценивают по наличию в баллоне пластового флюида и промывочной жидкости до 60 % объема баллона; из плотного прослоя должно поступить в баллон не менее 100 г промывочной жидкости; требуется выполнить не менее трех качественных операций. Грунты считают качественными, если они имеют массу не менее 1 г и высоту не менее 3 мм.

§ 88. ОБРАБОТКА И ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

На подлинник каротажной диаграммы наносят заголовок, нулевые линии, масштаб кривой — значения измеряемой величины через каждые 2 см глубины. Контрольные записи на подлиннике (нуль-сигнал, стандарт-сигнал, установка тока, градуированные напряжения, записи кавернометром на поверхности и т. д.) должны быть расшифрованы перед сдачей диаграмм в обработку. Глубины отмечают против зафиксированных на ленте меток глубины и линий глубин, соответствующих целому числу десятков метров. Нанесенные таким образом величины используют при копировке диаграммы.

Нулевую линию каротажной кривой наносят на подлиннике: а) для КС по отметкам нуля, замерам в колонне и записям нуль-сигнала, б) для РК и АК по записям нулевого положения пишущего устройства. Масштаб кривых потенциала

ПС, градиента ПС, ЭП и ВП дается отрезком длиной 2 см, против которого указывается число соответствующих этому отрезку милливольт и направление возрастания (+) и убывания (—) потенциала (градиента). Для кривой СК масштаб делают в виде отрезка длиной 2 см, против которого пишут число соответствующих этому отрезку миллиампер и направление увеличения силы тока.

На диаграммах (РК, термограмма, кавернограмма) со смещением кривых при помощи компенсатора поляризации (компенсатора фона) необходимо отмечать величину смещения и для каждого смещенного участка кривой указывать ее масштаб.

Все надписи и кривые на подлинниках не должны иметь подчисток и не оговоренных исправлений. Недостаточно четкие кривые обводят тушью.

С подлинника диаграммы вычерчивают первую копию, с которой снимаются следующие. Необходимо следить за тем, чтобы полученные в одном и том же интервале различные кривые (например, кривые КС и ПС) не расходились между собой по глубине из-за несогласованной разброски невязок между метками при копировании диаграммы.

При вычерчивании первой копии диаграммы стандартного электрического каротажа необходимо соблюдать следующее:

а) при выходе основной кривой КС за пределы диаграммы или в случае, если она располагается вблизи нулевой линии (менее 0,5 см), на диаграмму следует наносить дополнительные кривые так, чтобы обеспечить возможность отсчета показаний против всех глубин;

б) кривую ПС смещать вправо от кривой КС на такое расстояние, чтобы они возможно меньше пересекались друг с другом;

в) при применении двух стандартных зондов снятые ими кривые КС могут быть нанесены на одно поле со смещением их нулевых линий на 1 и 2 см.

Подлинники и копии каротажных диаграмм должны содержать в себе соответствующие сведения: наименования геофизического треста, конторы бурения (экспедиции), предприятия бурения (треста, конторы и т. д.), площади бурения; вид исследования; данные о скважине (номер, альтитуда, глубина забоя, диаметр долота и соответствующая глубина, внутренний диаметр и толщина стенки колонны, глубина башмака, время эксплуатации, интервалы и тип перфорации, сведения о капитальном ремонте); данные о промывочной жидкости (тип, плотность, вязкость, водоотдача, удельное сопротивление при температуре измерения, тип утяжелителя); данные о цементном растворе (тип, состав, плотность, добавки, количество, способ заливки и время после ее окончания); скорость каротажа, масштабы регистрируемых показаний и глубин; данные (только в подлинниках) о наземном и скважинном оборудовании (тип и номер подъемников, лаборатории глубинных приборов, тип кабеля, цена первой метки, сопротивление изоляции жил кабеля), даты измерений, начала и окончания разбуривания, тип зонда, размер и коэффициент, тип и номер источника, его активность, тип и количество индикаторов, размер кристалла, тип дегазатора непрерывного действия, тип датчика, градуировочные, контрольные записи, данные эталонирования скважинных приборов их диаметр (только в подлинниках), данные о центраторах (тип, размер, количество), пределы измерения скважинной и наземной аппаратуры; постоянная времени; подлинники подписываются оператором, копии — начальником интерпретационной группы.

Результаты измерений искривления скважины записывают в журнал в виде таблицы, заголовок которой содержит указанные выше сведения и, кроме того, расчет поправок к показаниям счетчика, дату последней тарировки.

Привязку грунтов к глубинам осуществляют по контрольному замеру одного из геофизических параметров, обычно ГК или ПС, замеренному с тем же кабелем. Результаты опробования пластов на кабеле оформляют специальным актом и увязывают с глубинами по каротажным диаграммам.

При работе с опробователями пластов, оснащенными дистанционными датчиками давления, на диаграммах давления отмечают: нуль-сигнал до и после измерения, стандарт-сигнал до измерения, отметки времени подачи управляющих сигналов на открытие и закрытие клапана опробователя, три контрольные метки времени, отбитые через 30 с по секундомеру; отметки о переключении скорости протяжки в процессе регистрации.

Масштаб записи диаграммы давления выбирают таким, чтобы величина расчетного гидростатического давления в интервале опробования составляла не менее 50 % шкалы регистратора. Скорость протяжки должна быть не менее 150 мм/мин. Расхождение нуль-сигнала до и после регистрации допускается не более 3 мм. Линия стандарт-сигнала должна быть параллельна нулевой линии (допустимое отклонение — 1 мм на длине 30 мм). Управляющий сигнал не должен приводить к смещению линии начального давления более чем на 2 мм. Установление пластового давления считается достигнутым, если после подъема давления величина его в течение 90 с остается постоянной. Диаграмма давления должна быть плавной сплошной кривой без разрывов и смещений.

Глава XIX

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

§ 89. СБОР, ОБРАБОТКА, ОФОРМЛЕНИЕ И ХРАНЕНИЕ ДАННЫХ ГИС

Сбор данных. Включает в себя следующие операции (рис. XIX.1):

1. Преобразование геофизических данных в цифровую форму и запись их на перфоленту, магнитную ленту и перфокарты для ввода в ЭВМ.

2. Передача информации от каротажной партии (КП) в промыслово-геофизическое предприятие (ПГП) или вычислительный центр (ПВЦ).

3. Контроль цифровых данных и обеспечение возможности их ввода в ЭВМ.

При аналоговой регистрации данных ГИС на буровой преобразование каротажных диаграмм в цифровую форму для ввода в ЭВМ производится в ПГП, ПВЦ, каротажных миницентрах (МВЦ) или в отдельно действующих каротажных партиях (см. § 90). При использовании цифровых каротажных станций результаты измерений автоматически регистрируются в цифровой форме на перфоленту или магнитную ленту (см. рис. XIX.1) на скважине.

Передача информации в ПГП, ПВЦ и МВЦ осуществляется каротажной партией, курьером (автомашина, самолет, вертолет и др.) и по телефону, радио (см. § 90).

Контроль качества цифровых данных производится сравнением воспроизведенных по цифровым данным кривых с одноименными геофизическими кривыми, зарегистрированными на буровой обычным способом (см. § 90).

Обработка данных ГИС. По результатам обработки данных на ЭВМ составляется заключение о нефтегазоносности разреза скважины (см. § 91).

Оформление и хранение исходных данных ГИС и результатов их интерпретации включает следующие операции.

1. Запись геолого-геофизических данных и результатов их интерпретации в информационно-поисковую систему (ИПС). Назначением ИПС является хранение исходной информации и результатов ее интерпретации, поиск по запросу и выдача на печать данных в виде таблиц, графиков, литологических колонок, вызов данных в ЭВМ для сводной интерпретации [15].

2. Размножение результатов интерпретаций, заключений и передача их в геологоразведочную организацию и в автоматизированную систему управления геологоразведочными работами (АСУ Геология).

Сбор, обработку и хранение данных ГИС на основе ЭВМ называют автоматизированной обработкой и интерпретацией данных ГИС. Наиболее целесообразен системный подход к автоматизированной обработке и интерпретации данных ГИС. Это означает, что система обработки данных ГИС на ЭВМ должна обеспечивать органическую связь между всеми этапами процесса интерпретации, максимальную автоматизацию основных операций сбора, обработки и хранения информации, единство технических и математических средств системы.

В зависимости от объема и размещения бурения в нефтегазоносном районе, преобладания разведочного или эксплуатационного бурения, а также от транспортных и других условий в районе, автоматизированную обработку и интерпретацию получаемой геофизической информации можно организовать следующим образом [11]:

а) сосредоточить интерпретацию данных каротажа на базовом (большом) вычислительном центре (БВЦ), обеспечивающем обработку всей получаемой в районе геофизической информации (промысловой и полевой);

б) производить обработку и интерпретацию данных каротажа на периферийных промыслово-геофизических вычислительных центрах (ПВЦ), расположенных непосредственно в районах разведки и подчиненных предприятиям, производящим геофизические исследования скважин;

в) осуществлять оперативную интерпретацию данных ГИС на каротажных вычислительных миницентрах.

Целесообразность централизации обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в БВЦ или, наоборот, децентрализация их в нескольких ПВЦ и каротажных миницентрах определяется следующими основными требованиями: а) большей оперативностью выдачи заключений о скважине по геофизическим материалам: б) лучшей геологической эффективностью этих заключений. При значительном территориальном разделении промысловых и полевых геофизических работ предпочтительна автоматизированная обработка и интерпретация данных ГИС на периферийных вычислительных центрах. Применение каротажных вычислительных миницентров целесообразно в отдельно действующих каротажных экспедициях или партиях.

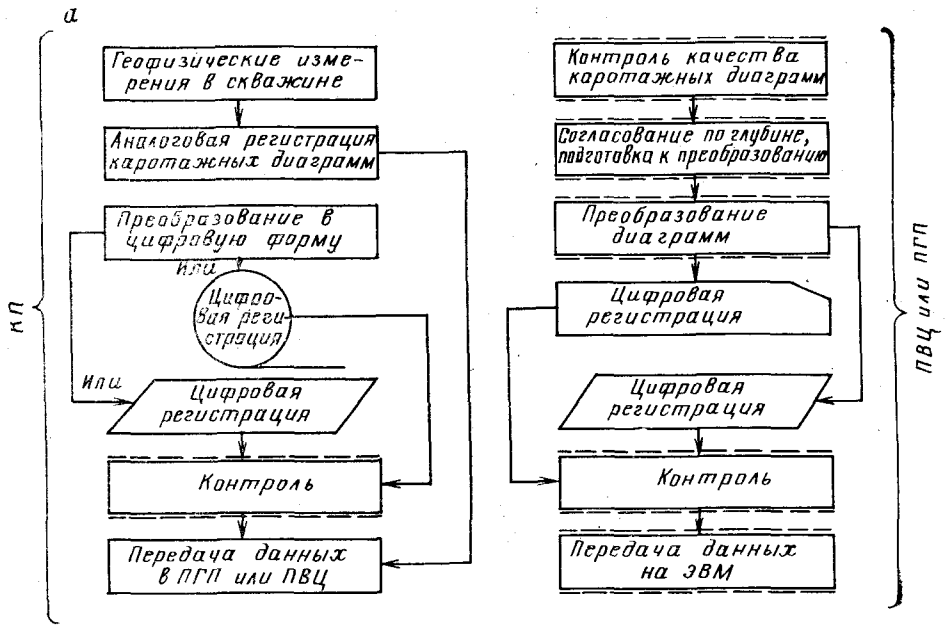


Рис. XIX.1. Технологическая схема автоматизированной системы сбора обработки и интерпретации данных каротажа на основе ЭВМ.

а — сбор (подготовка) данных; *б* — автоматизированная обработка с помощью ЭВМ: *1* — автоматические операции; *2* — форма выдачи результатов; *3* — передача информации; *4* — перфолента; *5* — перфокарта; *6* — магнитная лента; *7* — полуавтоматические или ручные операции

Таблица XIX.1

Представление данных ГИС в цифровой форме

Система квантования	Вид записываемых последовательностей	Глубина замера величины, м	Применение
Равномерная	$a_{j1}, a_{j2}, \ldots, a_{ji}, \ldots, a_{jN}$, (XIX.1) где N — числошагов квантования по глубине в интервале преобразования	$H_{ji}=H_{j1}-\Delta i$, где H_{j1} — глубина первого числа последовательности	При раздельном преобразовании каротажных диаграмм
	$a_{11}, \ldots, a_{j1}, \ldots, a_{k1}, \ldots a_{1j}, \ldots, a_{ji}, \ldots, a_{ki}, \ldots a_{1N}, \ldots, a_{jN}, \ldots, a_{kN}, \ldots$, где $a_{1i}, \ldots, a_{ji}, \ldots, a_{ki}$ — i-й блок-записи (см. гл. XVI), k — число геофизических величин i-м в блоке записи	$H_{ji}=H_{jn}-\Delta i'$, (XIX.2) где i' — номер блока записи или замера в интервале между соседними метками глубины, H_{jn} — глубина n-й метки глубины для j-й величины	При одновременном преобразовании k каротажных кривых При цифровой записи данных ГИС на буровой (см. рис. XVI.6)
	$a_{11}, \ldots, a_{j1}, \ldots, a_{k1}, H_1, \ldots a_{1i}, \ldots, a_{ji}, \ldots, a_{ki}, H_i, \ldots a_{1N}, \ldots, a_{jN}, \ldots, a_{kN}, H_N$, где H_i — глубина блока записи	Глубина H_i определяется в процессе измерений по формуле (XIX.2); глубина H_{ji} — по формуле $H_{ji}=H_0-(H_0-H_i)$, (XIX.3) где H_0 — цена начальной метки, по которой устанавливалась глубина H_i, H_j — то же, для j-й величины	При многоканальной цифровой регистрации данных ГИС на буровой (см. рис.. XVI.6)
Неравномерная	$a_1, H_1; a_2, H_2; \ldots; a_\gamma, H_\gamma; \ldots \ldots$, где a_γ — показание каротажа в начальной точке γ-го интервала, в котором удовлетворяется условие аппроксимации, H_γ — глубина начальной точки γ-го интервала	Глубина H_γ определяется и записывается в процессе преобразования по выражению (XIX.2), а глубина H_{ji} — по $H_{ji}=H_\gamma-\Delta i$, где i — номер точки в γ-м интервале	При ступенчатой аппроксимации каротажной кривой по условию $a_i=a_\gamma \pm \varepsilon$, где a_i — показания в γ-м интервале; ε — допустимое отклонение a_i от a_γ
			При линейной аппроксимации по условию $a_i=a_\gamma+\Delta i' K \pm \varepsilon$, где K — ожидаемый коэффициент наклона прямой, аппроксимирующей кривую в γ-м интервале
	$a_1, m_1; a_2, m_2; \ldots; a_\gamma, m_\gamma; \ldots$, где m_γ — количество чисел в γ-м интервале преобразования кривой	$H_{ji}=H_1-\Delta[(i'-1)+\sum_{\gamma-1} m_\gamma]$ (XIX.4)	При ступенчатой и линейной аппроксимации каротажной кривой с определением m_γ вместо H_γ

§ 90. ПОДГОТОВКА ДАННЫХ КАРОТАЖА ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ НА ЭВМ

Представление данных в цифровой форме

Для обеспечения интерпретации геофизических данных на ЭВМ необходимо представить их в цифровой форме — перейти от каротажных кривых электрического, радиоактивного и других видов каротажа к последовательности чисел Q_{ji}, представляющих показания геофизических приборов на различной глубине H_{ji} скважины, где j — шифр каротажа; i — порядковый номер замера. Шаг квантования по глубине (см. гл. XVI) может быть постоянным (равномерная система квантования) или изменяться с глубиной (неравномерная система квантования). Выбор системы и шага квантования для цифровой регистрации данных ГИС определяют следующие условия [101, 107].

1. Расхождение в глубинах границ пластов, полученных по исходной аналоговой

Таблица XIX.2

Величина шага квантования по глубине [33,101]

Система квантования (название скважины)	Метод ГИС	ε, %	δ, м	Минимальная мощность, м	Δ, м
Равномерная (нефтяная и газовая)	КС	5	0,2	1	0,15
		5	0,2	0,5	0,1
	ПС	5	0,2	2	0,2
		5	0,2	1	0,15
		5	0,2	0,5	0,1
	ГК, НК	3	0,2	1	0,2
		3	0,2	0,5	0,1
	Нак., КС	3	0,01	1	0,01
Неравномерная (нефтяная и газовая)	КС	5	0,2	1	0,0625
	ПС	5	0,2	1	0,0625
Равномерная (углеразведочная и рудная)	КС, ПС	5	0,05	0,25	0,05
	НГК, ГГК	3	0,05	0,25	0,05
	ВП	10	0,05	0,25	0,05
	ГК	10	0,05	0,25	0,05

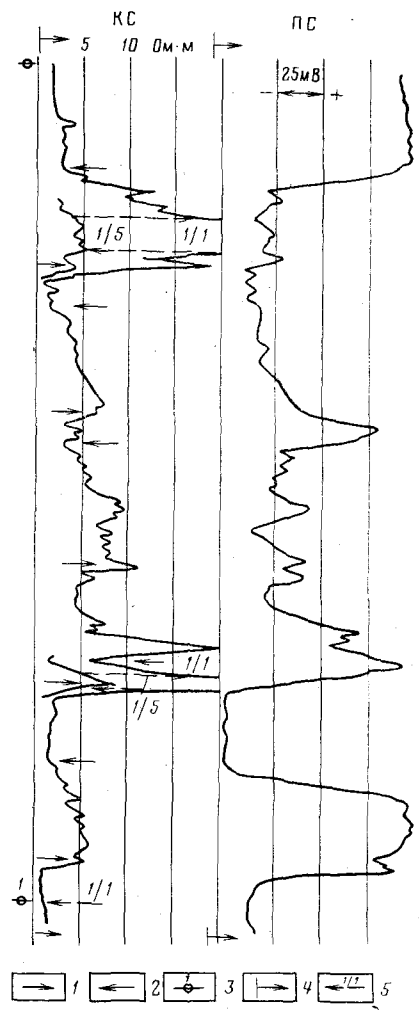


Рис. XIX.2. Обработка каротажных диаграмм перед преобразованием их в цифровую форму.

1 и *2* — отметки максимума и минимума кривой (характерных точек); *3* — начало зоны с указанием ее номера; *4* — отметка нулевого положения; *5* — отметка смены масштаба кривой с указанием коэффициента кратности масштаба

кривой и цифровым данным (табл. XIX.1), не должно превышать допустимого значения δ (табл. XIX.2).

2. Существенные (средние, экстремальные) показания, определенные по совокупности цифровых значений и по восстановленной по ним кривой, должны отклоняться от значений, снятых с исходной кривой, на величину, меньшую погрешности измерений ε_j.

3. Объем числового материала, представляющего данные ГИС, должен быть возможно меньшим.

Таблица XIX.3

Преобразование каротажных диаграмм

Операция	ФО01	ФО14	«Силуэт»
Заправка каротажной диаграммы	Намотка диаграммы на магазинную катушку, заправка другого конца диаграммы в приемную катушку, установка катушек в лентопротяжный магазин	Установка диаграммы в лентопротяжный механизм без заправки ее концов в катушки	То же, что для ФО14
Запись заголовка диаграммы	Не производится	Набор данных заголовка и перенесение их на перфоленту нажатием клавиш «□» и «→» панели управления	Не производится
Запись контрольных данных	Совмещение визира с нулевой линией, нанесение кода на носитель цифровых данных (5—6 точек в начале и в конце диаграммы)	То же, разовым нажатием клавиши «→»	Производится автоматически в процессе преобразования кривой
Преобразование кривой	Включение лентопротяжного механизма, совмещение визира с движущейся кривой вращением диска на оси фазовращающего трансформатора; фиксация результатов на перфоленте (см. рис. XVI.2, *а*) или перфокартах	То же, клавишей «◇»; совмещение визира с кривой вращением ручки трособлочной системы; фиксация результатов на перфоленте (см. рис. XVI.2, *б*)	Автоматическое сканирование и нанесение данных на перфоленту, включая контрольные отметки

4. Система должна обеспечивать создание надежных и экономичных технических средств цифровой регистрации.

При современном уровне развития цифровой техники и методики интерпретации данных ГИС выше перечисленным условиям лучше удовлетворяет равномерная система квантования по глубине.

Подготовка каротажных диаграмм для преобразования

Перед преобразованием каротажные диаграммы проходят контроль согласно [107] и согласуются по глубине.

Для полуавтоматического преобразования на диаграммах отмечают положение нулевых линий в начале и конце кривых и наносят отметки изменения кратности масштабов кривых, отметки начала и конца интервала преобразования и метки глубин, если интервал преобразования большой (рис. XIX.2). Метки глубины рекомендуется наносить так, чтобы между ними укладывалось равное, кратное 100 число шагов квантования Δ.

На диаграммах можно отмечать также характерные точки кривых: границы пластов стратиграфических горизонтов, интервалы согласования исходных данных по глубине методом взаимной корреляции и другие отметки интерпретатора. Например, для полуавтоматического способа отбивки границ пластов на диаграмме с кривой КС, записанной малым градиент-зондом, отмечают стрелками положения ее экстремумов.

При автоматическом преобразовании каротажные кривые необходимо перечертить или обвести тушью в соответствии с требованием используемого преобразователя; после этого на них наносят указанные выше отметки.

Преобразование кривых в цифровую форму

Для преобразования каротажных диаграмм в цифровую форму наиболее широко применяют полуавтоматические преобразователи графиков (например, преобразователи ФО01 и ФО14 в СССР). При этом оператор выполняет операции, указанные в табл. XIX.3.

Скорость протяжки диаграммы при преобразовании выбирают в зависимости от сложности кривой и опыта оператора. Наиболее применяемый шаг дискретизации по глубине Δ' равен 0,5 и 1 мм, что соответствует Δ=0,1 и 0,2 м при масштабе глубины 1 : 200.

Цифровая регистрация данных ГИС на буровой обеспечивает получение более точных данных по сравнению с преобразо-

Таблица XIX.4

Контроль цифровых данных каротажа

Прибор	Контроль привязки данных по глубине в процессе преобразования	Контроль преобразования измеряемой величины	Контроль цифровых данных после преобразования (регистрации)
Полуавтоматические преобразователи типа ФО01 и ФО14	Контролируют число преобразований N_j в заданном интервале ΔZ кривой (см. рис. XIX.2). Если число преобразований N_j отличается от их номинального значения Δ в том же интервале $\overline{N}_j = \Delta Z/\Delta$ более чем на 0,5 %, то преобразование повторяют. Величину N_j определяют по счетчику тактов (шагов квантования по глубине)	Сравнивают показания индикаторного табло a_{ji}, отражающего состояние выходного регистра преобразователя аналог-код, с, величиной $\overline{a}_{ji} = l_i/c$ (XIX.5), где l_i — отклонение визира, мм; c — цена единицы младшего разряда, мм. Величины a_{ji} и $\overline{a}_{ji}$ не должны отличаться более чем на величину погрешности преобразования $\delta_п$. Указанный контроль производят при неподвижной диаграмме, когда положение визира не изменяется	1. Контролируют число слов на перфоленте (перфокартах) по тому же условию, что в процессе преобразования 2. Воспроизводят цифровые данные с перфоленты и сравнивают полученную кривую с исходной. Для этой цели используют многоканальный преобразователь-регистратор НО24. Способ наиболее эффективный 3. Проверяют цифровые данные обработкой по программе редактирования (см. § 91), алгоритмы обработки и интерпретации данных отдельных методов каротажа 4. Выводят цифровые данные ГИС из ЭВМ на графопостроитель и сравнивают выведенную кривую с исходной. Этот способ наименее целесообразен
Преобразователь ленточный каротажный ПЛК-6	То же, что в случае преобразования приборами ФО01 и ФО14	1. Сравнивают показания индикаторного табло a_{ji} с величиной отклонения гальванометра l_i при неподвижном скважинном приборе: $l_i \quad n = \sum a_{ji}/c$, (XIX.14) где n — масштаб записи аналоговой кривой Способ трудноприменим 2. Воспроизводят цифровые данные в аналоговой форме в одном из каналов преобразования (или небольшими порциями поочередно в нескольких каналах) и сравнивают с кривой, записанной аналоговым способом	1. См. пп. 1, 3 и 4 в случае преобразования приборами ФО01 и ФО14 2. Проверяют отметки нуль- и стандартсигнала в начале и конце записи на перфоленту 3. Воспроизводят цифровые данные в аналоговой форме считыванием их с перфоленты и регистрацией каротажным осциллографом. Воспроизведенные кривые сравнивают с соответствующими аналоговыми кривыми, что является наиболее эффективным способом контроля

Продолжение табл. XIX. 4

Прибор	Контроль привязки данных по глубине в процессе преобразования	Контроль преобразования измеряемой величины	Контроль цифровых данных после преобразования (регистрации)
Аппаратура цифровой регистрации данных каротажа (НО78, Триасс, АЦРК-1)	Проверяют правильность показаний электронного счетчика глубины в момент поступления сигналов метки глубины	1. См. пп. 1 и 2 в случае регистрации преобразователем ПЛК-6 2. Переводят цифровые данные в аналоговую форму (одновременно до 8 кривых) и сравнивают их с кривыми, записанными аналоговым способом	1. Воспроизводят цифровые данные с магнитной ленты и преобразуют их в аналоговую форму, регистрируя каротажным осциллографом. Указанные операции производятся аппаратурой НО55, Триасс или АЦРК-1. Воспроизведенные кривые сравнивают с аналоговыми. Наиболее эффективный способ контроля 2. См. пп. 3 и 4 в случае преобразования приборами ФО01 и ФО14

ванием каротажных диаграмм на ПВЦ и ПГП, а также возможность оперативной обработки этих данных на ЭВМ.

Методика цифровой регистрации геофизических данных на скважине описана в главе XVIII. Цифровые данные записывают в форматах, показанных на рис. XVI.5 (ПЛК-6) и рис. XVI.6 (НО55 и АЦРК-1).

Контроль цифровых данных

Правильность преобразования каротажных кривых контролируют проверкой точности привязки цифровых данных к глубине, соответствия цифрового кода измеряемой величине в разных точках кривой и служебных отметок: меток глубины, характерных точек, признака контроль-

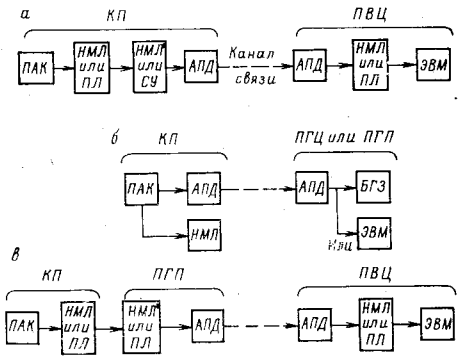


Рис. XIX.3. Схемы передачи данных каротажа по каналам связи.

Передача: *а* — прямая, *б* — в реальном времени, *в* — с промежуточной доставкой

ной измеряемой информации и др. (см. табл. XIX.4).

Погрешность преобразования каротажных диаграмм $\delta_п$ полуавтоматическим способом в значительной мере определяется точностью слежения кривых визиром. При точном совмещении визира с кривой погрешность не превышает величин, указанных в табл. XVI.1.

Погрешность преобразования геофизических величин в цифровую форму в процессе измерения превышает основную погрешность преобразования, указанную в табл. XVI.2, вследствие нестабильности нулевого положения входного усилителя аппаратуры цифровой регистрации данных каротажа. Погрешность преобразования данных ГИС на буровой может быть установлена сравнением цифровых данных с результатами аналоговой регистрации только на участках кривой с медленным изменением измеряемой величины; участки кривой с большим градиентом изменения геофизической величины имеют большую погрешность и поэтому не могут служить эталоном для контроля цифровых данных.

Полная погрешность цифровых данных ГИС $\delta_ц$ равна сумме погрешностей измерения $\delta_и$ геофизической величины a_{ji} и ее преобразования $\delta_п$.

Окончательный контроль цифровых данных ГИС может быть проведен после ввода их в ЭВМ и обработки по программам редактирования и контроля качества.

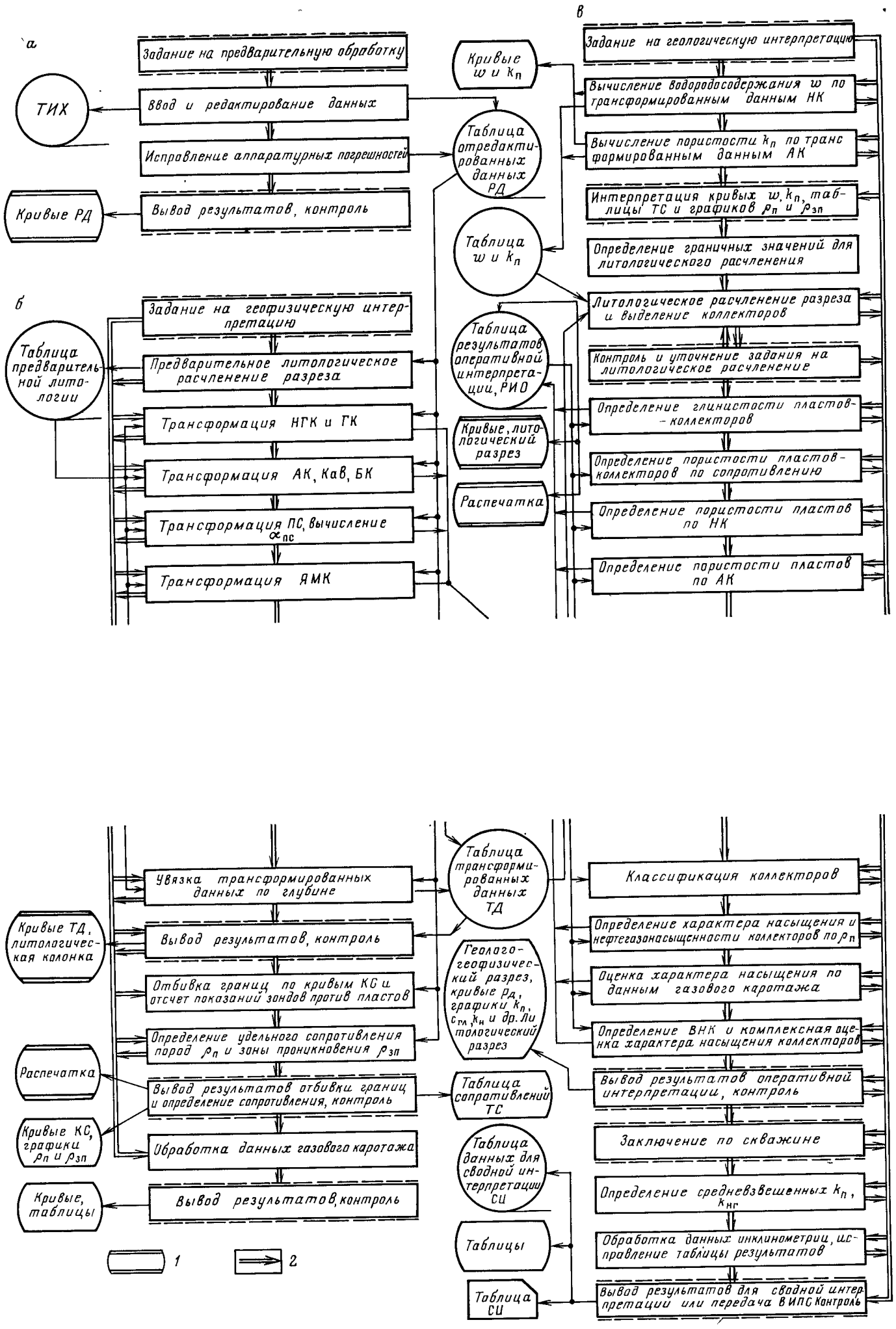


Рис. XIX.4. Технологическая схема пластовой интерпретации данных каротажа, обобщенная для систем «Каротаж», Ц-2, ПГ-2Д и СТР.

а — предварительная обработка; *б* — геофизическая интерпретация; *в* — геологическая интерпретация; *1* — форма выдачи результатов для контроля; *2* — переход к следующей операции (программе); другие обозначения см. к рис. XIX.1

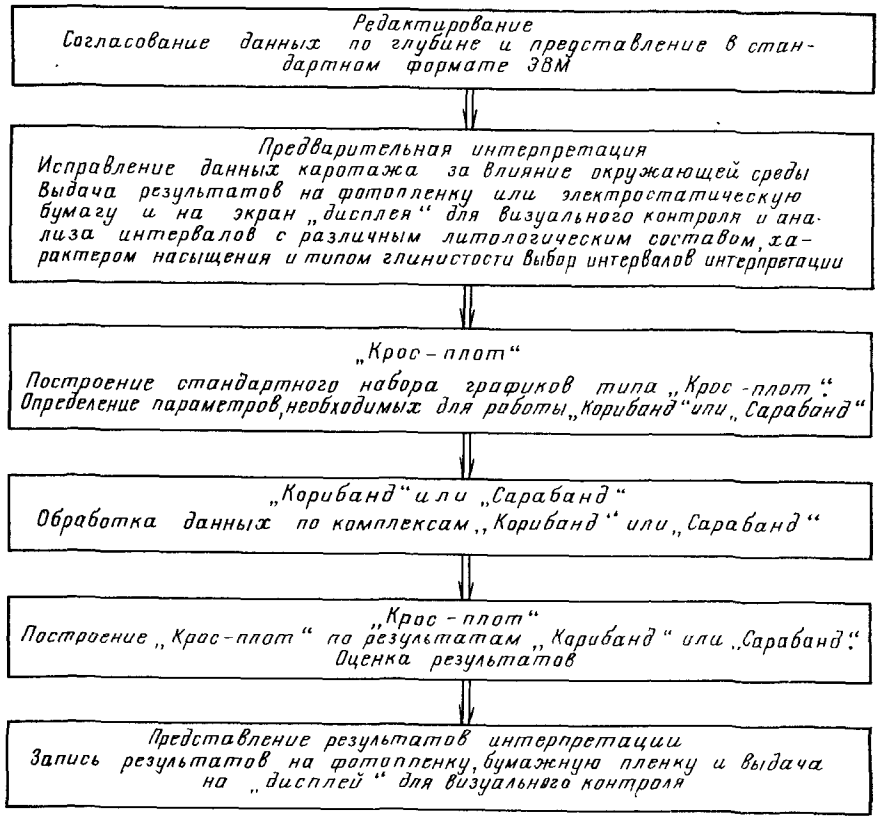


Рис. XIX.5. Схема точечной интерпретации по программам «Корибанд» и «Сарабанд».

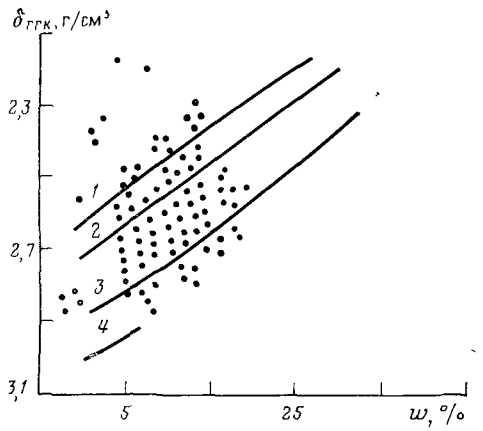


Рис. XIX.6. График «Крос-плот» зависимости плотности $\delta_{ггк}$ от водородосодержания w, определенных по данным ГГК и НК.

1 — кварц; *2* — известняк; *3* — доломит; *4* — ангидрит

Передача данных каротажа

Передача данных каротажа и результатов их интерпретации на ЭВМ осуществляется между каротажной партией или отрядом (КП), промыслово-геофизическим предприятием (ПГП), вычислительными центрами (ПВЦ и БВЦ) и АСУ. Обмен информации между ними производится по различным технологическим схемам с использованием разных каналов связи [78]. Основными являются следующие модификации передачи данных каротажа (рис. XIX.3).

Прямая передача. При прямой передаче результаты измерений транслируются каротажной партией в ВЦ или ПГП в процессе каротажа (рис. XIX.3, *а*). Цифровые данные на выходе преобразователя ПАК записываются на НМЛ (или перфоратор *ПЛ) цифрового регистратора. После* окончания каротажа цифровые данные считываются автономным НМЛ' или устройством считывания (СУ) и передаются по соответствующему каналу связи.

Прямая передача данных каротажа применяется фирмой Шлюмберже (Франция, США) при обслуживании удаленных и морских скважин. Для связи используют

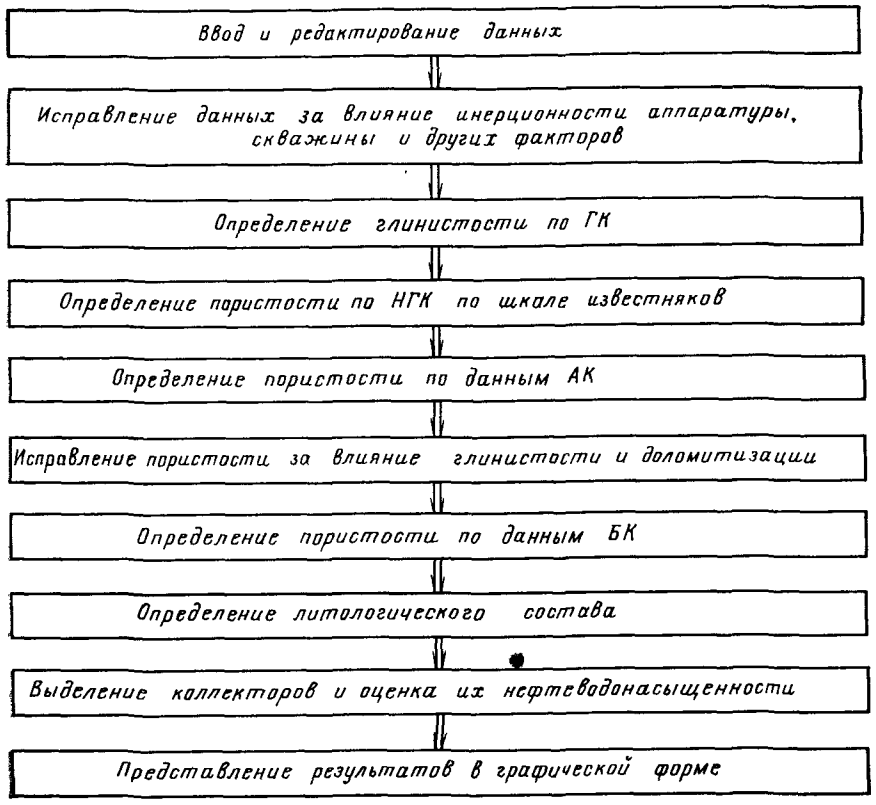


Рис. XIX.7. Схема точечной интерпретации по комплексу «ИКАР-В»

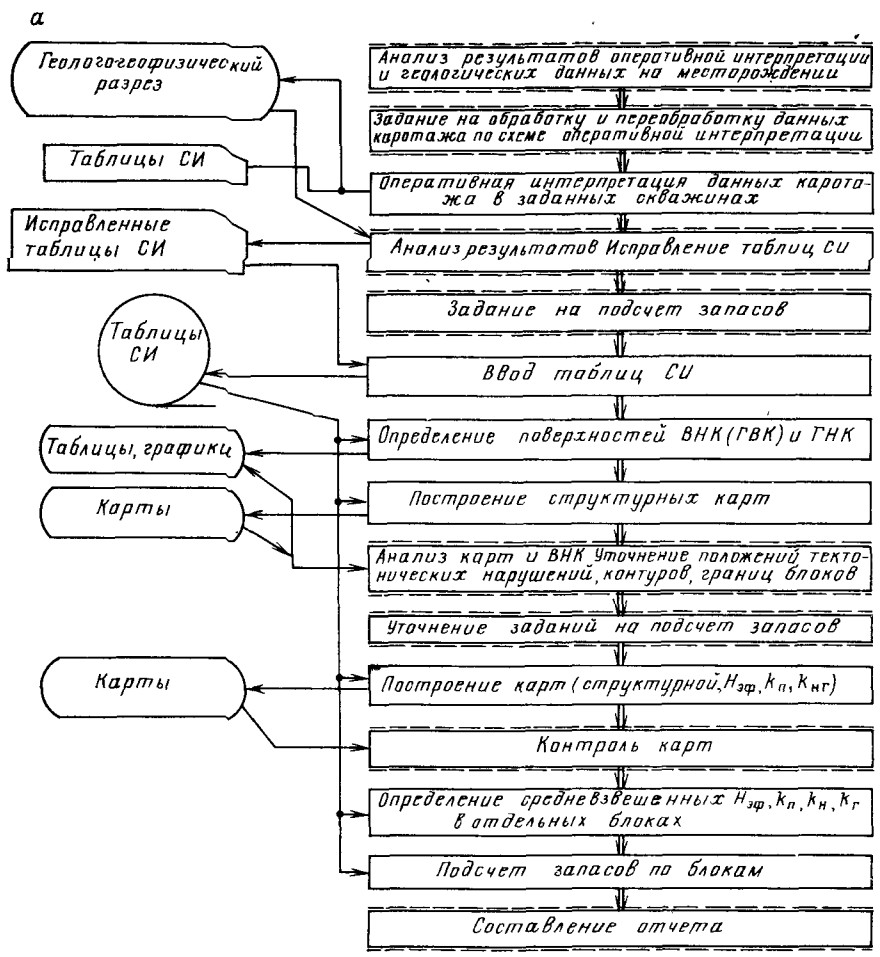
ультракороткие волны. Прямая передача данных ГИС может быть осуществлена также аппаратурой «Волна» и АПД-600М (см. табл. XVI.4) при наличии коротковолнового радиоканала.

Другой разновидностью прямой передачи данных ГИС является передача в *реальном времени* (см. рис. XIX.3, *б*), которая отличается тем, что цифровые данные с выхода ПАК сразу передаются в аппаратуру передачи АПД; на приемном пункте ПВЦ или ПГП данные принимаются приемной частью АПД, преобразуются и записываются в виде каротажных диаграмм блоком графической записи БГЗ. Такая схема передачи применяется для трансляции данных каротажа в системе ДАРТ [33]. Однако более перспективно принятую информацию вводить в ЭВМ без промежуточной записи (см. рис. XIX.3,*б*). Это позволит управлять геофизическими измерениями в скважине: оценивать качество полученных материалов и достаточность полученной информации для решения поставленных задач, а также давать рекомендации каротажной партии о дальнейшем исследовании скважины.

Передача с промежуточной доставкой данных. Такая система предусматривает на участке буровая — ПГП транспортировку данных каротажной партией или курьером. В ПГП устанавливается АПД, с помощью которого данные каротажа транслируются на ПВЦ или БВЦ (см. рис. XIX.3,*в*). Передача с промежуточной доставкой данных применяется в условиях, когда вычислительный центр ПВЦ и БВЦ значительно удален от района бурения (действия КП). Эта схема передачи данных каротажа может быть осуществлена аппаратурой «Волна», «Аккорд-1200», ЕС-8504 и ЕС-8550 (см. табл. XVI.4).

§ 91. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ КАРОТАЖА НА ЭВМ

Технология автоматизированной обработки и интерпретации данных каротажа с применением ЭВМ, используемая в СССР, показана на рис. XIX.1. *Технология обработки* данных за рубежом отличается применением магнитной ленты в качестве носителя входных данных ГИС.



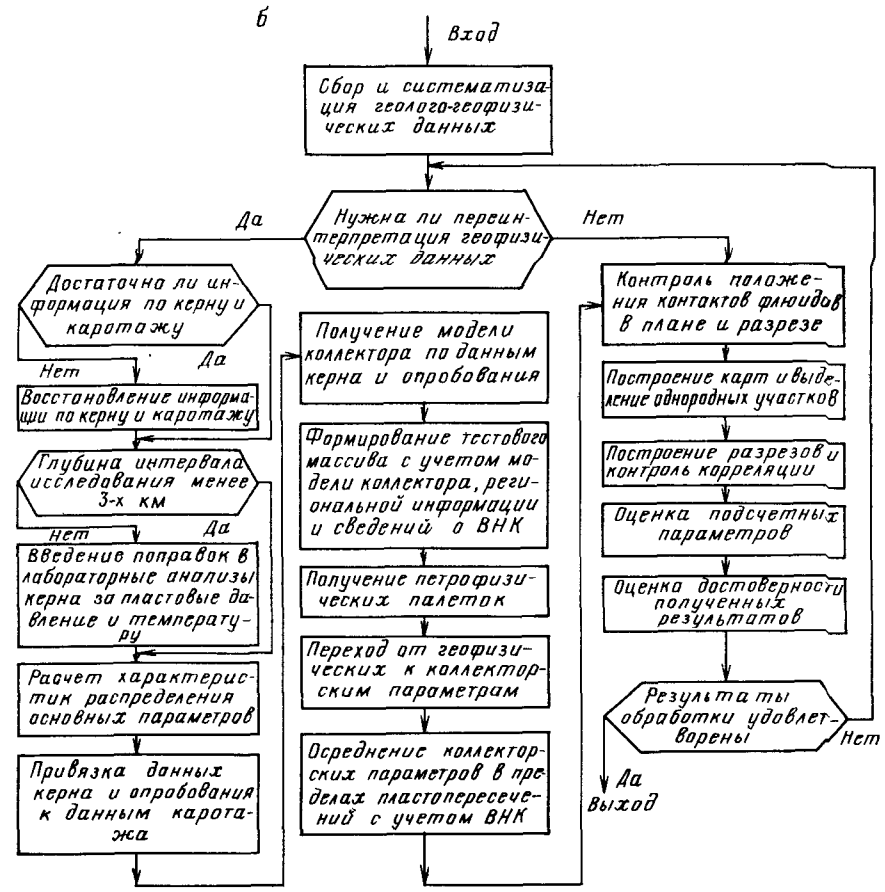


Рис. XIX.8. Техлоногическая схема автоматизированной сводной интерпретации при подсчете запасов.

а — система «Каротаж»; *б* — системы Ц-2 и «Аспид»; обозначения см. к рис. XIX.1 и XIX.4

Технологические схемы интерпретации данных каротажа *на ЭВМ*

Автоматизированная обработка и интерпретация данных каротажа подразделяется на оперативную и сводную [101].

Оперативная интерпретация данных каротажа производится для выделения в разрезе скважины пластов и других объектов, содержащих полезные ископаемые. На нефтяных месторождениях оперативная интерпретация служит для выделения коллекторов, оценки их нефтегазоносности и выдачи рекомендаций по опробованию и испытанию пластов. Для оперативной интерпретации в основном используется материал по одной скважине.

Сводная (площадная) интерпретация заключается в обобщении геофизических и геологических материалов по месторождению (региону) для определения исходных данных (подсчетных параметров) для подсчета запасов полезных ископаемых, выдачи рекомендаций для разработки и доразведки месторождения, а также рекомендаций по усовершенствованию оперативной интерпретации.

Оперативная и сводная интерпретации данных ГИС взаимосвязаны и составляют единую систему автоматизированной обработки данных ГИС, хотя часто разделяются по времени.

Оперативная интерпретация

Применяются два варианта оперативной интерпретации данных каротажа на ЭВМ: пластовый и точечный (неправильно называемый непрерывной интерпретацией).

В пластовой интерпретации физические и коллекторские свойства пород определяют по характерным показаниям методов ГИС (средним, экстремальным, оптимальным) против предварительно выделенных пластов с учетом их мощности и влияния соседних пластов.

Технологическая схема оперативной пластовой интерпретации данных каротажа на ЭВМ для нефтяных и газовых месторождений показана на рис. XIX.4. Процесс интерпретации в этой схеме подразделяется на три этапа [101].

Предварительная обработка данных ГИС включает ввод цифровых данных, редактирование их (увязка по глубине, выявление сбоев и нарушений синхронизации цифровой записи, проверка стандарт- и нуль-сигналов и исправление масштаба записи по ним), приведение к входному формату ЭВМ и исключение аппаратурных погрешностей (влияние $\sigma_т$ на замеры ГК НК и др.).

Геофизическая интерпретация (обработка) данных каротажа обеспечивает получение истинных физических параметров пластов ($\rho_п$, $\rho_{зп}$, $\alpha_{ПС}$ и др.), удельное сопротивление определяется по БКЗ и другим комплексам зондов. Предварительное литологическое расчленение разреза повышает эффективность трансформации данных каротажа и отбивки границ по кривым КС.

Геологическая интерпретация позволяет выделять коллекторы, определять характер их насыщения и коллекторские свойства ($к_г$, $С_{гл}$, $к_{нг}$ и др.). По результатам геологической интерпретации составляется заключение. *Для обеспечения* последующей сводной интерпретации результаты выводят на перфокарту или передают в ИПС (система Ц-2).

В точечной интерпретации пласты не выделяются и для оценки физических и коллекторских свойств пород используются показания каротажа в точках квантования кривых по глубине.

На рис. XIX.5—XIX.7 показаны варианты точечной интерпретации данных. Предварительная обработка данных сходна с обработкой при пластовой интерпретации. Геофизическая интерпретация часто ограничена введением поправок за влияние скважины без учета влияния мощности пластов и других факторов.

Таблица XIX.5

Алгоритмы отбивки границ пластов

Операция	СТР	«Каротаж», Ц-2 [99, 101]	ПГ-2Д
1. Сглаживание (фильтрация) кривых	Не производится	Выполняется взаимной корреляцией обрабатываемой кривой a_{ji} с моделью границы a_{mi}	Не производится
2. Поиск элементарных монотонностей ЭМ	Границы ЭМ определяются сменой знака первой производной a_{ji} по глубине или превышением её величины заданного значения K. Монотонности присваивается знак производной	Не производится	Границами ЭМ являются ближайшие точки, в которых знак приращения изменяется. Поиск ЭМ начинается с точки минимума
3. Выделение существенных элементарных монотонностей СЭМ или границ пластов	Производится при выполнении условия $\lvert a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}}\rvert > 2A$, где $a_{j\text{н}}$ и $a_{j\text{к}}$ — значения на границах ЭМ; A — задаваемая или вычисленная величина. Существенной монотонности присваивается знак СЭМ	Выделяется интервал «min — min» с границами в точках функции взаимной корреляции $Б_{jmi}=0$, расположенных выше $\lvert Б_{jmin}\rvert > Б_{\text{г}}$ и при условии $Б_{j\max} > Б_{\text{г}}$. Здесь $Б_{j\max}$ и $Б_{j\min}$ — экстремальные точки функции взаимной корреляции $Б_{jmi}$, $Б_{\text{г}}$ — заданные граничные значения. Интервал включает пласты низкого и высокого сопротивлений	Осуществляется при выполнении условия $\frac{a_{\max i}-a_{\min i}}{a_{\max i}} \geqslant K_1$, где $a_{\max i}$ — максимальное значение на ЭМ; $a_{\min i}$ — минимальное значение на ЭМ; i — порядковые номера максимумов и минимумов
4. Формирование сложных монотонностей СлМ	Объединением соседних ЭМ при выполнении условий: 1) $\frac{(a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}})_i}{(a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}})_{i+1}} \leqslant l_i$, где i — номер ЭМ; l_i — заданная величина; 2) знаки сумм $\Sigma_i=(a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}})_i+(a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}})_{i+1}$ и $\Sigma_{i+1}=(a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}})_{i+1}+(a_{j\text{н}}-a_{j\text{к}})_{i+2}$ одинаковы	Не производится	Не производится
5. Выделение существенных монотонностей СМ	Производится согласно п. 3 алгоритма	Осуществляется путем взаимной корреляции a_{ji} и модели переходной зоны $a_{m\text{пз}}$ в интервале $Б_{j\min} - Б_{j\max}$, если он больше 3 м	СЭМ считается существенной, если она удовлетворяет одному из условий: $\frac{a_{\max\,\max}-a_{\min}}{a_{\max\max}-a_{\min\,\min}} \geqslant K_2$; $a_{\min}/a_{\max\,\max} \leqslant K_3$, где $a_{\max\,\max}$ — максимальное значение в интервале СЭМ; $a_{\min\,\min}$ — минимальное значение в интервале СЭМ; $a_{\min}$ — минимальное значение на монотонности противоположного знака
6. Объединение монотонностей	Монотонности СЭМ и СлМ одного знака объединяются, если расположены рядом или разделены интервалом малой мощности	Не производится	Не производится
7. Формирование однородных интервалов ОИ	В интервалах между СЭМ, СлМ и СМ вычисляется $\bar{a}_j = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} a_{ji}$. Числа a_i, удовлетворяющие условию $\lvert\bar{a}_j - a_{ji}\rvert < A$, объединяются в ОИ	Не производится	Не производится
8. Отбивка границ пластов	Ими являются границы выделенных СЭМ, СлМ, СМ и ОИ	В интервале «min — min» находят существенный максимум $a_{\max} > 0{,}7a_{\max\,\max}$. Подошва пласта высокого сопротивления отбивается в точке существенного максимума (градиент-зонд) или точке перегиба ниже максимума; кровля пласта — в минимуме кривой (градиент-зонд) или в точке перегиба выше максимума	Отмечается по точке экстремума в интервале СЭМ (градиент-зонд) или в точке перегиба (потенциал-зонд)

Продолжение табл. XIX.5

Операция	СТР	«Каротаж», Ц-2 [99, 101]	ПГ-2Д
9. Объединение пластов, мало отличающихся по интерпретируемому параметру	Не производится	Выполняется при условии $\lambda_к^2 \leqslant \lambda_{к.г}^2$, где $\lambda_к$ — коэффициент анизотропии пластов, вычисляемый по кажущимся сопротивлениям, $\lambda_{к.г}$ — его граничное значение	Не производится

Таблица XIX.6

Алгоритмы определения удельного сопротивления

Операция	«Каротаж», Ц-2 [101]	ПГ-2Д	СТР	«Самотлор», Ц-2
Определение границ интервалов	Вычисление границ $\rho_{кj}/\rho_с$, $(1+\delta)\rho_{кj}/\rho_с$ и $(1-\delta)\rho_{кj}/\rho_с$ для заданных зондов с шифром $j=1, 2, \ldots, n$	Не производится	Не производится	Не производится
Определение УЭС по двухслойным палеткам БКЗ и ЭКЗ	Определение границ интервалов A_j и B_j модулей условных сопротивлений $\rho_{уj}/\rho_с$ сопоставлением границ $\rho_{кj}/\rho_с$, полученных при $\delta=0{,}2$, с двухслойными кривыми БКЗ	Определение модулей условных сопротивлений $\rho_{уj}/\rho_с$ для зондов с $j=1, 2, \ldots, n$ сопоставлением с двухслойными кривыми БКЗ и ЭКЗ	То же, что для ПГ-2Д с определением веса показаний зондов $S_j = \frac{\Delta \ln \rho_{кj}}{\Delta \ln \rho_{уj}}$	То же, что для СТР
Определение удельных сопротивлений $\rho_п$ и $\rho_{зп}$ по трехслойным палеткам БКЗ и ЭКЗ	Решение найдено, если интервалы A_jB_j всех зондов пересекаются: $\Pi[A_jB_j]$ $(j=1, 2, \ldots, n)$	То же, если выполняется критерий $\delta = \frac{1}{\rho_{п.ср}} \times \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n} (\rho_{п.ср} - \rho_{уj})^2}{n(n-1)}}$, где $\rho_{п.ср}$ — среднее значение $\rho_{уj}$	То же, если выполняется критерий $\delta = \frac{1}{\rho_{п.ср}} \times \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n} (\rho_{п.ср} - \rho_{уj})^2}{n-1} S_j^2}$	То же, если выполняется критерий $\sigma^2 = \frac{1}{(n-1)\sum_{j=1}^{n} S_j^2} \sum_{j=1}^{n} S_j^2 \times \left(\ln \frac{\rho_{п.ср}}{\rho_с} - \ln \frac{\rho_{уj}}{\rho_с}\right)^2$
	Определение приближенного значения $\rho'_{зп}/\rho_с$ по малым зондам	То же, что для системы «Каротаж»	То же, что для системы «Каротаж»	То же, что для системы «Каротаж»
	Выбор трехслойных палеток по $\rho'_{зп}/\rho_с$ Поочередное определение границ A_j и B_j при разных $D/d_с$	Выбор палеток с двумя значениями $\rho_{зп}/\rho_с$, ближайшим к $\rho_{зп}/\rho_с$	Выбор трехслойных палеток по величине $\rho'_{зп}/\rho_с$	Выбор палеток с тремя значениями $\rho_{зп}/\rho_с$, ближайшими к $\rho'_{зп}/\rho_с$
	Решением являются параметры теоретической кривой зондирования, для которой получен максимальный интервал пересечения $\rho_{п1} - \rho_{п2}$	Параметры теоретической кривой зондирования, для которой δ имеет минимальное значение, принимают за $\rho_п$ и $\rho_{зп}$	То же, что для ПГ-2Д	Решением являются параметры теоретической кривой зондирования с минимальной величиной дисперсии σ

Таблица XIX.7

Алгоритмы трансформации данных каротажа

Операция	«Каротаж» (АК, МК, Кав.)	«Каротаж», (ГК НГК)	«Каротаж» (ПС)	Ц-2 (ГК, НГК, ПС, КВ, МК)
Разбивка разреза на однородные интервалы	Выделение интервалов с одинаковой литологией по данным АК, МК, КВ вместе или раздельно, используя алгоритм литологического расчленения (см. табл. XIX.13)	Разделение кривой на не искаженные и искаженные влиянием окружающих пород интервалы Условием неискаженности интервалов является $(a_{cp}-\sigma)<a_{ji}<a_{cp}+\sigma)$, (XIX.28) где $\sigma=\sqrt{\frac{3\cdot10^5}{\tau a_{cp}}}$, a_{cp} — среднее показание в интервале; τ — постоянная времени приборов	Не производится	Не производится
Выделение пластов, определение их границ	Оценка однородности выделенных интервалов по дисперсии экстремумов трансформируемой кривой Д относительно среднего значения a_{cp} их Если дисперсия больше граничного значения $Д_г$ — выделение пластов в интервале и отбивка их границ по характерным точкам кривой. Если дисперсия меньше $Д_г$ — уточнение границ интервала и принятие его в качестве пласта	Анализ искаженного интервала поточечным сравнением интерпретируемой кривой с расчетной $a'_{ji}=a_{jn}+\beta(a_{ji}-a_{jn})$, где a_{jn} — среднее показание в нижележащем пласте; β — поправочный коэффициент, учитывающий мощность пласта и ут Если кривые совпадают $\lvert a'_{ji}-a_{ji}\rvert\leqslant2\sigma$, граница интервала принимается за границу пласта	С помощью алгоритма отбивки границ (см. табл. XIX.5)	Расчленение на пласты и отбивка границ по характерным точкам кривых
Отсчет существенных значений	Отсчет средних значений при $h\geqslant h_г$, где $h_г$ — граничное значение мощности пласта Отсчет экстремальных значений при $h<h_г$	То же, что для АК в алгоритме «Каротаж», и расчет погрешности отсчета a_{jn}	То же, что для АК	Вычисление средних экстремальных значений Если пласт неоднородный, то отсчет помечается и в дальнейшем уточняется другой программой
Исправление существенных значений на влияние внешних условий	Не производится	Исправление на влияние мощности пласта	Исправление существенных показаний на влияние D/d_c, $\rho_{зп}/\rho_c$, $\rho_п/\rho_c$, h и $\rho_{вм}/\rho_c$	Не производится

Таблица XIX.8

Алгоритмы автоматического согласования данных каротажа по глубине

Операция	Вариант 1	Вариант 2
1. Исходные данные	Отредактированные или трансформированные данные каротажа	Только трансформированные данные
2. Нахождение опорных монотонностей (или границ)	Получение литологического разреза по алгоритму литологического расчленения (см. табл. XIX.13) Нахождение в разрезе прослоев, удовлетворяющих условиям: $l_v=0\wedge l_{v+1}\neq l_{v-1}\wedge h_v<h_г$, где l_v — индекс литологии v-го прослоя; h_v — мощность v-го прослоя, l_{v+1} и l_{v-1} — индекс окружающих пород	Поиск границ на согласуемых трансформированных кривых, удовлетворяющих условиям. $a_{jv}<A_{j1}<a_{jv-1}$ или $a_{jv}>A_{j1}>a_{jv-1}$; $a_{jv}<A_{j2}<a_{jv-1}$ или $a_{jv}>A_{j2}>a_{jv-1}$; $\frac{\lvert a_{jv}-a_{jv-1}\rvert}{a_{jv}+a_{jv-1}}\geqslant0{,}25$, где a_{jv} и a_{jv-1} — показания против пластов, разделенных v-й границей; A_{j1} и A_{j2} — заданные граничные значения

Продолжение таблицы XIX.8

Операция	Вариант 1	Вариант 2
3. Выбор идентичных границ	Не производится	Границы идентичны, если $H_{j\bar{\nu}} = H_{o\nu} \pm \Delta H$; $\operatorname{sign}(a_{j\bar{\nu}} - a_{j\bar{\nu}-1}) = \operatorname{sign}(a_{o\nu} - a_{o\nu-1})$, где $H_{j\bar{\nu}}$ — глубина $\bar{\nu}$-й границы в последовательности опорных границ согласуемой кривой j; $H_{o\nu}$ — глубина $\bar{\nu}$-й границы в последовательности опорных границ основной кривой ($j=0$), относительно которой производится привязка, ΔH — ожидаемое смещение кривых по глубине, но не больше допустимого значения
4. Определение смещения кривых	Определение смещений кривых в каждой опорной монотонности относительно основной кривой $S'_{j\bar{\nu}} = H_{o\bar{\nu}} - H_{j\bar{\nu}}$, или относительно средней глубины $H_{\bar{\nu}\text{ср}}$ $S''_{j\bar{\nu}} = H_{\bar{\nu}\text{ср}} - H_{j\bar{\nu}}$, где $H_{o\bar{\nu}}$ и $H_{j\bar{\nu}}$ — глубины границ соответственно основной и j-й кривых в последовательности опорных монотонностей; $H_{\bar{\nu}\text{ср}} = \frac{1}{2}(H_{o\bar{\nu}} + H_{j\bar{\nu}})$; $\bar{\nu}$ — номер опорной монотонности (см. п. 2) Определение смещения S_j кривой относительно опорной кривой $S_j = \frac{1}{N}\sum_{\nu=1}^{N} S'_{j\bar{\nu}}$, или относительно средних глубин $\bar{S}_j = \frac{1}{N}\sum_{\nu=1}^{N} S''_{j\bar{\nu}}$	Не производится

Таблица XIX.9

Алгоритмы определения глинистости по ГК

Операция	«Каротаж»	Ц-2	ГИК-2М
Исправление ГК на влияние различных факторов	Отсчет $I_{\text{ГК}}$ против пластов, выделенных по программе литологического расчленения (см. табл. XIX.13); исправление на влияние скважин	То же, что для алгоритма «Каротаж» и трансформация кривой ГК (см. табл. XIX. 7)	Поправка на влияние $v\tau$, просчет счетчика зонда и на изменение $d_{\text{с}}$ и плотности раствора промывочной жидкости $\delta_{\text{с}}$ скважины по формуле $I'_{\text{ГК}} = I_{\text{ГК}}\left(1{,}19 - 3{,}46 d_{\text{с}} - 0{,}38\delta_{\text{с}} + 2{,}85\delta_{\text{с}} d_{\text{с}} + 4{,}28 d_{\text{с}}^2\right)$
Градуировка ГК	Преобразование $I_{\text{ГК}}$ в относительный разностный параметр $\Delta I_{\text{ГК}}$ по формуле $\Delta I_{\text{ГК}} = \frac{I_{\text{ГК}} - I_{\text{ГК ч}}}{I_{\text{ГК гл}} - I_{\text{ГК ч}}}$, где $I_{\text{ГК гл}}$ и $I_{\text{ГК ч}}$ — показания ГК соответственно против глин и чистых пород	То же, что для алгоритма «Каротаж»	Поиск по заданной логической функции [см. формулу (XIX.1)] опорных интервалов глин и пород с минимальным $I_{\text{ГК. min}}$, отсчет $I_{\text{ГК}}$ против них, определение коэффициентов a и b и линейное преобразование кривой ГК по формуле $I^*_{\text{ГК}} = I'_{\text{ГК}} a + b$
Определение глинистости	$k_{\text{гл}} = \Delta I_{\text{ГК}} k_{\text{гл. г}}$, где $k_{\text{гл.г}}$ — глинистость опорного пласта глин	$k_{\text{гл}} = k_{\text{гл. г}}\ \Delta I^c$, где c — постоянная величина, выбираемая в районе	$k_{\text{гл}} = I^{*\,1/\mu}_{\text{ГК}}$, где μ — коэффициент поглощения гамма-лучей

В основу точечной интерпретации по системе ГИК-2М [46] положен метод оптимальной обратной фильтрации данных каротажа для перехода от кажущихся значений геофизических параметров к искомым физическим свойствам разреза. Обратный оптимальный фильтр для каждого геофизического метода составляется на основе геометрического фактора, который описывает вклад в измеряемый сигнал горизонтального слоя, расположенного на некотором расстоянии от точки записи зонда. Кроме того, для учета искажающих факторов (погрешности аппаратуры, влияние неоднородности по разрезу, погрешности измерений и т. п.) используется спектр входного сигнала геофизической аппаратуры и спектр ее помех.

Технологическая схема интерпретации данных каротажа по системе ГИК-2М содержит следующие этапы: составление графа или выбор его из библиотеки графов системы: проверка исходных данных ГИС, отладка задачи (контрольный отсчет); обработка данных на ЭВМ; анализ результатов.

Применяемые в точечной интерпретации способы преобразования исходных геофизических величин в истинные не всегда позволяют учесть влияние мощности пластов и окружающих их пород. Поэтому более перспективна пластовая интерпретация, особенно при определении удельного сопротивления пород и зоны проникновения по данным БКЗ и другим комплексам зондов сопротивления. Она же более удобна для подсчета запасов.

Сводная интерпретация

Технологические схемы сводной интерпретации данных каротажа при подсчете запасов нефти и газа в системах «Каротаж» и Ц-2, «АСПИД» показаны на рис. XIX.8. Главным отличием сводной интерпретации в системе Ц-2 и «АСПИД» является широкое применение математических способов обработки геолого-геофизических данных и построение на этой основе петрофизических зависимостей, а также наличие ИПС, обеспечивающей сбор, хранение и выдачу информации в виде карт, разрезов и таблиц. В других системах автоматизированной обработки сводная ин-

Таблица XIX.10

Алгоритмы определения пористости по НГК

Операция	«Каротаж» (вариант ВНИИГеофизики)	«Каротаж» (вариант ВНИИЯГГа)	Ц-2	ГИК-2М [46]
Исправление НГК на влияние различных факторов	Определение поправочных коэффициентов на влияние диаметра скважины α, минерализацию промывочной жидкости β и глинистой корки γ. Поправка за влияние ГК по пластам	Исправление $I_{НГК}$ на влияние $v\tau$, ГК, диаметра скважины, минерализацию промывочной жидкости и пластовой воды, минерального состава породы	Исправление $I_{НГК}$ на влияние $v\tau$	Исправление $I_{НГК}$ на влияние $v\tau$, просчет счетчиков и влияние скважины по палеткам ВНИИЯГГа [12]. Поправка за влияние ГК
Градуировка НГК	Преобразование пластовых отсчетов $I_{НГК}$, определенных после литологического расчленения, в показания $\Delta I_{НГК} = \frac{I_{НГК} - I_{НГК\,гл}}{I_{НГК\,пл} - I_{НГК\,гл}}$, где $I_{НГК\,гл}$ и $I_{НГК пл}$ — показания НГК против опорных пластов (соответственно размытых глин и плотных пород с $w \leqslant 1{,}5\%$)	Преобразование показаний $I_{НГК}$ трансформированной кривой (см. табл. XIX.7) в показания $\Delta I_{НГК}$	То же, что в варианте ВНИИЯГГа с автоматическим определением *опорных пластов* по данным литологического расчленения	Поиск опорных интервалов плотных пород каверн и гранулярных коллекторов: определение *их* водосодержания w по $\rho_п$; вычисление соответствующих теоретических значений $I_{НГКо}$, *сопоставление* $I_{НГК}$ *и* $I_{НГКо}$ в опорных интервалах и определение коэффициентов a и b; *преобразование кривой НГК по* формуле $I^*_{НГК} = aI_{НГК} + b$
Определение содержания водорода w	Не производится	Вычисление w с помощью интерполяционных палеток $w = f(\Delta I_{НГК}, d_c)$	Вычисление w по формуле $w = w_{п.\,гл}\left(\frac{w_{пл}}{w_{п.\,гл}}\right) \times \Delta I_{НГК}$, где $w_{п.гл}$ и $w_{пл}$ — w опорных пластов глин и плотных пород	Определение w *по* $I_{НГК}$ с помощью интерполяционных таблиц $w = f\left(I^*_{НГК}, d_c\right)$, построенных по палеткам НГК [2]
Определение пористости	Вычисление коэффициента общей пористости по формуле $\frac{1}{I_{НГК}} = \frac{k_п}{I_ф} + \frac{1 - k_п - k_{гл}}{\alpha\beta\gamma I_{ск}} + \frac{k_{гл}}{I_{гл}}$, где $I_ф$ и $I_{ск}$ — вклады в сигнал НГК, *обусловленные* соответственно заполняющим поры флюидом и минеральным скелетом породы; $I_{гл}$ — то же, глинистым раствором	То же, по формуле $k_п = w - w_{гл}k_{гл}$	То же, что в варианте ВНИИЯГГа	Вычисление коэффициента открытой пористости по формуле $k_{по} = w - w_{гл}k_{гл} - \Delta k$, где Δk — коэффициент пористости закрытых пор; $w_{гл}$ — w глинистого материала в порах; $k_{гл}$ — объемная глинистость

Алгоритмы обработки и интерпретации данных каротажа на ЭВМ

В основу большинства алгоритмов интерпретации данных каротажа на ЭВМ положены результаты обобщения и формализации способов и приемов, применяемых в ручной интерпретации. Основными являются алгоритмы, решающие следующие задачи обработки и интерпретации данных каротажа.

Отбивка границ пластов. Отбивка границ пластов производится в системах пластовой интерпретации [99, 101] (табл. XIX.5).

Определение удельного сопротивления пластов. В основу алгоритмов определения УЭС пластов положен универсальный способ, обеспечивающий обработку данных БКЗ и других комплексов зондов сопротивления (табл. XIX.6).

Оценка качества БКЗ и определение ρ_c. Алгоритм оценки качества БКЗ основан на выделении в разрезе опорных пластов и определении их удельного сопротивления по палетке БКЗ при разных значениях удельного сопротивления промывочной жидкости [101]. Опорные пласты должны удовлетворять следующим критериям: $h > 5$ м и показания зондов с $AO < 4{,}5$ м пересекаются согласно алгоритму определения удельного сопротивления в системах «Каротаж» и Ц-2 (см. табл. XIX.6).

Трансформация данных каротажа. Трансформация кривых заключается в разбивке разреза на практически однородные интервалы, отсчете против них существенных (средних или экстремальных) значений и исправлении отсчетов на влияние мощности d и других факторов (табл. XIX.7).

Увязка данных каротажа по глубине. Алгоритмы увязки данных каротажа по глубине основаны на сопоставлении опорных границ, выделенных по данным различных методов каротажа (табл. XIX.8).

Оценка глинистости пород по ГК. В основу алгоритмов положены корреляционные зависимости между показаниями ГК и глинистостью пород, кроме случая полиминтовых песчаников (табл. XIX.9).

Определение пористости пород. Наиболее широко применяются алгоритмы пористости пород по данным каротажа нейтронного (табл. XIX.10) и акустического (табл. XIX.11).

Литологическое расчленение и выделение коллекторов

Алгоритмы литологического расчленения основаны на составлении комплексных геофизических кодов K_i [103] и сравнении

Таблица XIX.11

Алгоритмы определения пористости по данным АК

Операция	«Каротаж»	Ц-2	ГИК-2М [46]
Определение исходных акустических параметров	Задание $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ф}$, $\Delta t_{гл}$, а также параметров a и m из табл. (I.3) Если $\Delta t_{ф}$ не задано определение его значения по формуле $\Delta t_{ф}=(1410+4{,}21T-$ $-0{,}037T^2+1{,}14C+0{,}18p)$, где T — температура жидкости; p — давление на нее; C — минерализация жидкости Если $\Delta t_{ск}$ не задано, то определение его значения осуществляется по таблице, заданной в программе	Задание $\Delta t_{ф}$, $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{гл}$. Определение $\Delta t_{ф}$ по формуле (1.2), если оно не задано Определение $\Delta t_{ск}$ путем минимизации суммы квадратов отклонения коэффициентов Q, определенных по $\rho_{п}$ и вычисленных по данным АК с учетом глинистости для n пластов	Задание $\Delta t_{ф}$ $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{гл}$
Определение пористости	Расчет по формуле $\Delta t=\frac{k_{п}^{m-1}}{a}\Delta t_{ф}+$ $+\frac{a-k_{п}^{m-1}}{a}\Delta t_{ск}$ для неглинистых и глинистых дисперсных коллекторов и $\Delta t=(1-k_{гл})\times$ $\times\left(\Delta t_{ф}\frac{k_{п}^{m-1}}{a}+\right.$ $\left.+\Delta t_{ск}\frac{a-k_{п}^{m-1}}{a}\right)+$ $+\Delta t_{гл}k_{гл}$ для глинистых слоистых коллекторов	Определение: общей пористости $k_{п}$ по уравнению «среднего времени»; открытой пористости неглинистых коллекторов — по формуле $k_{по}=k_{п}/(2-\alpha_{пс})$, где $\alpha_{пс}$ — снижение ПС То же, для глинистых коллекторов — по формуле $k_{по}=k_{п}-k_{п}\frac{\Delta t_{ск}-\Delta t_{гл}}{\Delta t_{ск}-\Delta t}$	Для неглинистых коллекторов — по уравнению «среднего времени» (I.3); для глинистых по уравнению (I.4)

Таблица XIX.12

Диагностическая таблица комплексных кодов для литологического расчленения карбонатного разреза

Индекс породы	Порода	Номер и обозначение параметра кривой: Кав.	МК	ГК	НГК	АК
2	Глина	10	00	10	00	10
		10	01	10	00	10
		01	00	10	00	10
		01	01	10	00	10
1	Коллектор чистый	00	01	00	01	01
		01	01	00	01	01
4	Коллектор глинистый	00	01	01	01	01
		01	01	01	01	01
3	Порово-кавернозно-трещинный коллектор	00	01	00	00	01
		00	01	00	01	01

Индекс породы	Порода	Номер и обозначение параметра кривой: Кав.	МК	ГК	НГК	АК
5	Плотная порода	01	10	00	10	00
		01	10	01	10	00
		01	01	00	10	00
		01	10	01	01	00
		01	10	00	01	00
	Гипс	01	10	00	00	00
	Каменная соль	10	01	00	10	00
		10	00	00	10	00
	Ангидрит	01	10	00	10	00
0	Неопределенная порода	Коды не согласуются с указанными выше				

Таблица XIX.13

Алгоритмы литологического расчленения разреза и выделения коллекторов

Операция	«Каротаж», ПГ-2Д	Ц-2	ГИК-2М [46]
Определение граничных значений	Для ПС, ДС, НГК и КГ производится по формулам (XIX.4 и XIX.5), для других методов ГИС A_{jk} задаются интерпретатором с учетом статистики	Определение граничных значений, разбивающих диапазон величин a_{ji} на пять равных частей (k-4) и присвоение им порядковых номеров k, согласно условию $A_{j_1}<A_{j_3}<A_{j_2}<A_{j_4}$	Часть граничных значений — по формулам [46], другая часть их задается интерпретатором вручную
Определение характерных признаков	Проверкой условия $A_{jk}<a_{ji}<A_{(jk+1)}$ в точке i определяется код K_{ji}, где k — порядковый номер граничного значения A_{jk}; k_{ji} присваивается значение k; при $a_{ji}<A_{j1}$ $K_{j_1}=00$	То же, что для алгоритма «Каротаж» в i-м пласте сводного разреза	Производится проверка выполнения признаков x_k (условий) в точке i. При выполнении условия в матрицу признаков записывается «1». В алгоритме заданы 39 условий; в конкретном случае обработки проверяются условия, заданные графом
Составление комплексного кода	Группирование комплексных кодов K_{ji} поочередной записью их в строку в порядке увеличения j—получение комплексного кода K_i	То же, что для алгоритма «Каротаж» с использованием A_i и A_{j_2}	Не производится
Определение индекса литологии	Сравнение комплексного кода K_i с таблицей диагностических кодов K_I (см. табл. XIX.12). При совпадении кода K_i и одного из кодов K_I породе приписывается индекс, соответствующий K_I; при несовпадении кодов индексу I присваивается нуль (I=0)	То же, что в алгоритме «Каротаж» с уточнением неопределенных решений I=0, путем изменения граничных значений A_{j_1} на A_{j_3} (или наоборот) и A_{j_2} на A_{j_4}	Путем выделения точек i, логическая функция L_i в которых соответствует одной из диагностических функций L_I. Точкам i приписывается индекс I в соответствии с определенной для них логической функцией. Описанные выше операции производятся поочередно для заданных графом категорий пород
Отбивка границ	В точках смены индекса I	То же, что для алгоритма «Каротаж»	В точках смены логической функции L_I

их с таблицей диагностических кодов K_I (табл. XIX.12) или на совпадении составленной по геофизическим данным логической функции L_i с одной из диагностических функций L_I, составленных для различных пород в районе [46].

Комплексный и диагностический коды представляют последовательности кодов K_{ji}, характеризующих величины геофизических параметров a_{ji}; например, при трех градациях величин a_{ji} малые обозначаются кодом K_{ji}=000, средние — 001, большие — 010, где j — шифр геофизической величины; i — номер точки определения. Значения, разделяющие диапазон величин a_{ji} на градации, называются граничными значениями A_{j_1}, A_{j_3}.

Логические функции L_i и L_I, где I — индекс породы, описывают последовательность геофизических признаков X_k, характеризующих породу I; нормальная конъюнктивная форма записи функций L_I для водоносного терригенного песчаника ТК может быть представлена следующим образом:

$$L_{ТК}=(X_1\vee X_2)\wedge(\bar{X}_3\vee X_4)\wedge(X_5\vee X_6)\wedge\ldots, \quad \text{(XIX.39)}$$

Таблица XIX.14

Алгоритмы оценки характера насыщения коллекторов

Операция	ГИК-2М	«Каротаж»	Ц-2
Классификация коллекторов	Не производится	Разделение коллекторов на неглинистые [101] и глинистые со слоистой $k_{гл} < k_{гл.г}$ и рассеянной глинистостью, задаваемой по геологическим данным, где $k_{гл.г}$ — граничное значение глинистости $k_{гл}$	То же, что для алгоритма «Каротаж». Выделяются две группы: коллектор неглинистый или песчаник с рассеянной глинистостью, глинистый коллектор $k_{гл} > k_{гл.г}$
Определение граничных (критических) значений	Задание граничных коэффициентов увеличения сопротивления $P_{н.гв}$ и водонасыщенности $k_{гв}$, для водоносных соответственно $P_{н.гн}$ и $k_{гн}$ для нефтеносных пластов Вычисление $k_{гн}$ по корреляционным уравнениям для условий Татарии	Задание граничных (критических) значений $\rho_{кр}$ или $P_{н.кр}$ или $k_{в.кр}$ и δ, где δ— сумма погрешностей измерений и граничных значений Определение критического сопротивления для слоистого глинистого песчаника $\rho_{кр.т} = \rho_{гл}/\sqrt{k_{тл}}$	Задание $P_{н.гн}$ и $P_{н.гв}$ или $k_{гн}$ и $k_{гв}$ или $\rho_{кр.н}$ и $\rho_{кр.в}$, где $\rho_{кр.н}$ и $\rho_{кр.в}$ — критические сопротивления соответственно для нефтегазонасыщенных и водоносных пластов
Оценка нефтегазоносности коллекторов	Вычисление коэффициента нефтенасыщенности $k_н$ [46] Вычисление параметра ε $$\varepsilon = 1 - \frac{a_\varepsilon \ln \rho_п - b_\varepsilon}{I_{НГК}},$$ где a_ε и b_ε — градуировочные коэффициенты, определяемые в низкоомных интервалах минимизации ε Пласт нефтеносен, если $P_н > P_{н.гн}$, $k_н > k_{гн}$, и водоносен, если $P_н < P_{н.гв}$ $\varepsilon < \varepsilon_г$, где $\varepsilon_г$ — граничное значение ε	1. Неглинистый коллектор — задано $\rho_{кр}$ или $P_{н.кр}$; пласт нефтегазонасыщен, если $\rho_п > (1+\delta)$; $\rho_{кр}$ или $P_н > (1+\delta)$; $P_{н.кр}$, и водоносен, если $\rho_п < (1-\delta)\rho_{кр}$ или $P_н < (1-\delta)P_{н.кр}$ 2. То же, задано $k_{в.кр}$ [$k_в$ по формуле (1.1)]; пласт нефтегазонасыщен, если $k_в < k_{в.кр}$, и водоносен, если $k_в > 0{,}5$	1. Заданы $\rho_{кр.н}$ и $\rho_{кр.в}$, или $P_{н.гн}$ и $P_{н.гв}$: пласт нефтегазонасыщен, если $\rho_п > \rho_{кр.н}$ или $P_н > P_{н.гн}$, и водоносен, если $\rho_п < \rho_{кр.в}$ или $P_н < P_{н.гн}$ 2. Заданы $k_{гн}$ и $k_{гв}$: а) коллектор 1-й группы; вычисление $$k_н = 1 - \frac{1}{k_г^{mn}} \times$$ $$\times \sqrt[n]{AB\rho_{пр}\left(\frac{1}{\rho_п} - \frac{k_{гл}^2}{\rho_п}\right)},$$ где А и B — параметры, характеризующие зависимости $k_п = f(P)$ и $k_в = f(P_н)$; б) глинистый коллектор: $$k_н = 1 - \frac{1}{k_п^{mn}} \times$$ $$\times \sqrt[n]{AB(1-k_п)^{m-1} \times \left(\frac{1}{\rho_п} - \frac{k_{гл}}{\rho_{гл}}\right)\rho_{пр}};$$ в) пласт нефтегазонасыщен, если $k_н > k_{гн}$, и водоносен, если $k_н < k_{гв}$ 3. Глинистый слоистый коллектор: пласт нефтегазонасыщен, если $\rho_п > (1+\delta)\rho_{кр.т}$, и водоносен, если $\rho_п < (1-\delta)\rho_{кр.т}$ 4. Глинистый коллектор с рассеянной глинистостью: пласт нефтегазонасыщен, если $P_н > (1+\delta)P'_{н.кр}$, и водоносен, если $P_н < (1-\delta)P_{н.кр}$, где $P'_{н.кр}$ — критическое значение $P_н$ для глинистых коллекторов	

где функция $L_{ТК}$ означает, что породе $I = TK$ соответствуют признак и: $(X_1 = d_c - d_н < \alpha_1$ или $X_2 = \frac{d_c - d_н}{d_н} < \alpha_2)$; $(X_3$ отражающий $X_3 = \alpha_{ПС} < \alpha_3$ или $X_4 = \Delta I_{ГК} < \alpha_4)$; $(X_5 = \rho_п < \alpha_5$ или $X_6 = K_н < \alpha_6)$ и т. д. ..., $\vee$ — знак «или», $\wedge$ — знак «и». Алгоритмы литологического расчленения даны в табл. XIX.13.

Алгоритм оценки характера насыщения коллекторов заключается в проверке критериев нефтегазоносности (табл. XIX.14) неглинистых коллекторов, глинистых слоистых, дисперсных (с рассеянным глинистым материалом) и других типов пород.

Порядок обработки данных ГИС на ЭВМ

Обработка и интерпретация данных каротажа на ЭВМ включает следующие этапы (см. рис. XIX.1, *б*). Составление задания на интерпретацию является ручной операцией, разделяющейся на две части: геолого-геофизическую и техническую.

Геолого-геофизический этап заключается в выборе графа интерпретации, комплекса ГИС, граничных значений для решения включенных в граф задач, выборе вариантов интерпретации, а также в выдаче рекомендаций для промежуточного контроля результатов в процессе обработки на ЭВМ.

Комплекс ГИС определяется поставленными задачами, типом геологического разреза и программами, имеющимися в системе.

Выбор графа интерпретации заключается в подборе программ, наиболее эффективных для решения поставленных задач, и указаний последовательности их выполнения. Графы составляются для конкретных геологических условий и предварительно проверяются на фактическом материале 1—3 скважин месторождения; при этом необходимо учитывать, что эффективность выделения коллекторов нефти и газа повышается, если предварительно проведена геофизическая интерпретация данных ГИС и определены истинные физические параметры пород (см. рис. XIX.5). Эффективность графов интерпретации оценивается по критериям в табл. XIX.15 и табл. XIX.16.

Выбор граничных значений и других констант обработки производится для каждой программы, включенной в граф интерпретации.

В ряде случаев задание на интерпретацию данных каротажа составляется раздельно для предварительной обработки, геофизической и геологической интерпретации (см. рис. XIX.4).

Технический этап составления задания заключается в подготовке геологического задания для ввода в ЭВМ

Таблица XIX.15

Критерии правильности результатов оперативной интерпретации на ЭВМ

Операция	*Критерий удовлетворительного результата*
Отбивка границ пластов по данным КС	Расхождение глубин границ, определенных на ЭВМ ручным способом, не более $\mp 3\Delta$ Расхождение глубин границ, определенных на ЭВМ, и существенных (характерных) точек на кривой не более $\mp 3\Delta$
Определение удельного сопротивления пород	Расхождение определений удельного сопротивления мощного пласта ($h>L_б$) зондами длиной $L_б$ и $L_м$, где $L_б$ и $L_м$ длины зондов с наибольшей и наименьшей глубиной исследования, не более ∓ 20 %, если $\rho_п/\rho_с<200$ и $\rho_{зп}/\rho_п<10$ То же, для тонкого пласта ($h<L_б$) — более $+40$ % Наличие интервала пересечения $\rho_{п1}$ — $\rho_{п2}$, где $\rho_{п2}>\rho_{п1}$ (см. табл. XIX.6). Непересечение $\rho_{п1}>\rho_{п2}$ свидетельствует о несходимости решений по разным зондам БКЗ или другого комплекса зондов
Выделение коллекторов	Отсутствие пропуска коллектора с $h>2\Delta$ при условии согласования каротажных кривых с точностью $\mp\Delta$ (ошибки первого рода) Отсутствие ложновыделенных прослоев коллектора с $h>2\Delta$ (ошибки второго рода)
Оценка характера насыщения	Отсутствие пропуска нефтегазонасыщенного песчаника с $h>1$ м (ошибки первого рода) Отсутствие ошибки второго рода (определение прослоя водоносного песчаника с $h>1$ м нефтенасыщенным) Упорядоченное расположение водоносных и нефтегазонасыщенных коллекторов относительно ВНК (ГВК)

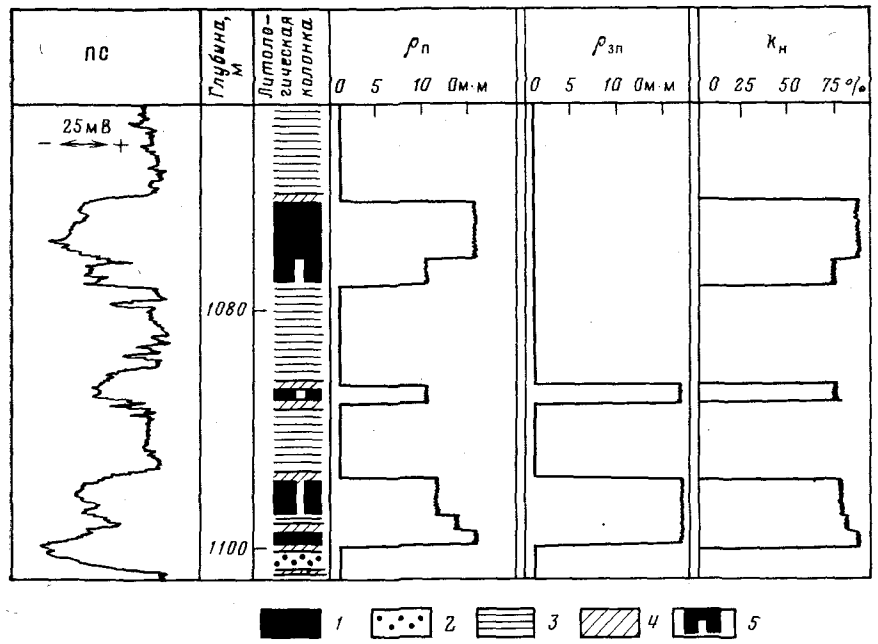


Рис. X IX.9. Попластовое представление результатов оперативной интерпретации на ЭВМ многоканальным преобразователем-регистратором НО24.

$\rho_н$ — удельное сопротивление пласта; $\rho_{зп}$ — то же, зоны проникновения; $k_н$ — коэффициент нефтенасыщения; *1* — нефтеносный песчаник; *2* — водоносный песчаник; *3* — глина; *4* — неопределенная порода; *5* — песчаник с неопределенным характером насыщения

Таблица XIX.16

Критерии оценки эффективности оперативной интерпретации данных каротажа на ЭВМ

Задача	Отклонение результатов, полученных на ЭВМ, от эталонного
Определение удельного сопротивления	Средняя взвешенная относительная погрешность $\delta_п$ определения $\rho_п$ и $\rho_{зп}$ в интервале оценки вычисляется по формуле $$\delta_п = \frac{h_э}{n_л} \sum_{H_1}^{H_2} \frac{\lvert \rho_ν - \rho_{νэ} \rvert}{\rho_{νэ} h_ν},$$ где $\rho_ν$ и $\rho_{νэ}$ — $\rho_п$ (или $\rho_{зп}$) УЭС ν-го пласта, определенные соответственно на ЭВМ и в результате эталонной обработки; $h_ν$ — мощность ν-го пласта; $h_э$ — суммарная мощность эталонных пластов; H_1 и H_2 — границы интервала оценки
Выделение коллекторов	*Относительное отклонение мощности пластов-коллекторов* $$\delta_к = \frac{h_к - h_э}{h_э},$$ где $h_к$ — суммарная мощность пластов-коллекторов, выделенных на ЭВМ *Суммарная мощность пропущенных пластов-коллекторов* $$h_{пк} = \sum_{H_1}^{H_2} h_{пкν},$$ где $h_{пкν}$ — мощность пропущенного пласта-коллектора. В сумму включаются $h_{пкν}>0{,}2$ м
Оценка нефтегазоносности (выделение нефтегазоносных пластов)	Относительное отклонение мощности нефтегазоносных пластов $$\delta_{нг} = \frac{h_{нг} - h_э}{h_э},$$ где $h_{нг}$ — суммарная мощность нефтегазоносных пластов, определенная на ЭВМ Мощность пропущенных нефтегазоносных пластов $$h_{внг} = \sum_{H_1}^{H_2} h_{внг_ν},$$ где $h_{внг_ν}$ — мощность пропущенного нефтегазоносного пласта

Таблица XIX.17

Аппаратура подготовки данных для ввода в ЭВМ

Название	Шифр	ЭВМ	Форма носителя	Скорость, карт/мин (строк/с) [символов/с]
Устройство подготовки данных на перфокарте	УПП-1	БЭСМ-4, М-222	80-колонковая перфокарта	До 10
	УПДК	«Минск-32»	45-колонковая перфокарта	6—7
	ЕС-9012	Типа ЕС		[7—8]
Устройство подготовки данных на перфоленте	«Брест-1»	«Минск-32»	5-и 8-дорожечная перфолента	
	ЕС-9020	Типа ЕС	То же	(10—50)

Таблица XIX.18

Устройства ввода данных в ЭВМ

Название	Шифр	ЭВМ	Форма носителя	Скорость, карт/мин (строк/с)
Устройство ввода с перфокарт	ВУ-700-2	БЭСМ-4, М-222	80-колонковая перфокарта	700, 140*
	УВВК-600М	«Минск-32»	45-колонковая перфокарта	300
	ЕС-60/2	Типа ЕС	45- и 80-колонковые перфокарты	500
Устройство ввода с перфолент	ФС-1500	М-222	5- и 8-дорожечные перфоленты	(1500), 300**
	УВВЛ-23	«Минск-32»	То же	(1500)
	ЕС-6022	Типа ЕС	»	(1500)
Устройство ввода с магнитных лент	НО55-1	БЭСМ-4	Магнитная лента	160***
		Типа ЕС	То же	800***

* Слов/с — формат ФО01 и ФО14 (см. рис. XVI.2).
** То же, — формат ПЛК-6 (см. рис. XVI.4).
*** То же, формат НО55.

Таблица XIX.19

Основные технические характеристики ЭВМ, применяемых для обработки данных каротажа

Характеристика	«Минск-32»	М-222	БЭСМ-4	М-4035	ЕС-1022	ЕС-1040	ЕС-1035
Среднее быстродействие, тыс. оп/с	25—50	27	20	100	80	380	140—160
Объем оперативной памяти, Кбайт	До 65536*	До 32768**	До 8192**	256—512	128—512	256—1024	256—512
Внешние запоминающие устройства:							
накопители на магнитных дисках (МД)	Нет	Нет	Нет	Есть	Есть	Есть	Есть
накопители на магнитных лентах (НМЛ)	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть
накопители на магнитных барабанах (НМБ)	Нет	Есть	Есть	Нет	Нет	Нет	Нет
Устройства ввода—вывода	(см. табл. XIX.18 и XIX.21)						

* 37 разрядных слов.
** 45 разрядных слов.

при помощи оборудования, указанного в табл. XIX.17.

Ввод данных в ЭВМ осуществляется с перфокарт, перфолент и магнитных лент устройствами, перечисленными в табл. XIX.18. Ввод заданий на обработку и другой информации производится с перфокарт (реже с перфолент) теми же устройствами.

Обработка и интерпретация данных геофизических исследований скважин производится в основном на ЭВМ средней мощности («Минск-32», БЭСМ-4, М-222, ЕС-1022 и др; табл. XIX.19). Интерпретация данных ГИС реализуется с помощью комплексов программ, указанных в табл. XIX.20. Порядок работы на ЭВМ описан в [46, 50].

Таблица XIX.20

Комплексы программ для обработки и интерпретации данных ГИС

Название комплекса	ЭВМ	Организационная структура	Носитель входных данных ГИС	Накопитель информации в ЭВМ	Обрабатываемый комплекс ГИС	Выполняемая интерпретация	Способ интерпретации	Форма выдачи результатов
«Каротаж»	М-222, БЭСМ-4	Системная	Перфокарты, перфоленты	НМЛ*, МД*, перфокарты**	Полный за исключением ИННК	Оперативная и сводная	Пластовый	Пластовая, табличная и графическая (см. рис. XIX.9—XIX.11)
Ц-2	БЭСМ-4, М-222	То же	То же	НМЛ*, МБ*, передача, в «АСПИД»	Полный	Оперативная	»	То же
«АСПИД»	М-222	»	»	НМЛ*, МБ*, перфокарты	—	Сводная	«	»
ПГ-2Д	«Минск-32»	»	Перфоленты	НМЛ*	Полный, за исключением ДК и ИННК	Оперативная	»	»
«Самотлор», Ц-2	М-222	»	»	»	БКЗ, ИК, БМК, ПС, ТННК,	»	»	»
СТР	«Минск-32»	Системная	»	НМЛ*	Полный, за исключением ЯМК, ДК, ИННК	Оперативная	Пластовый	Пластовая, табличная и графическая (см. рис. XIX.9—XIX.11)
ГИК-2М	БЭСМ-4, М-222	»	»	»	ГК, НК, ГГК, ИК, БК, Кав., АК	»	Точечный	Точечная графическая и пластовая табличная
«ИКАР-В»	«Минск-32»	Комплексная программа	»	»	БК, НГК, ГК, АК, Кав.	»	»	То же (см. рис. XIX.12)
«Корибанд»	—	То же	Магнитная лента	НМЛ, МД	ПС, ГК, НК, АК, ГГК, БК, ИК, БМК, МК, Кав., большой градиент-зонд	»	»	Точечная графическая

Продолжение таблицы XIX.20

Название комплекса	ЭВМ	Организационная структура	Носитель входных данных ГИС	Накопитель информации в ЭВМ	Обрабатываемый комплекс ГИС	Выполняемая интерпретация	Способ интерпретации	Форма выдачи результатов
«Сарабанд»	—	»	Магнитная лента	НМЛ, МД	ПС, ГК, НК, ГГК, АК, БК, ИК, БМК, МК, Кав. Полный	»	Пластовый	То же (см. рис. XIX.13)
GTS Corporation	ИБМ-360	»	»	»		Оперативная и сводная		

* Хранение информации промежуточное.
** Хранение информации долговременное.

Результаты обработки и интерпретации по программам контролируются оператором или интерпретатором в процессе счета на ЭВМ. В сложных разрезах и при обработке первых скважин на месторождении рекомендуется прерывать после завершения основных интерпретационных задач (отбивки границ пластов, определения удельного сопротивления, литологического расчленения и выделения коллекторов и др.), контролировать результаты и, если возникла необходимость, уточнять задания на интерпретацию (см. рис. XIX.4).

Результаты обработки и интерпретации данных каротажа выводят из ЭВМ в виде таблиц, графиков, карт и литологического разреза с помощью аппаратуры, технические характеристики которой приведены в табл. XIX.21 и XVI.3. Графические формы представления результатов (рис. XIX.9—XIX.14) называются заключениями ЭВМ. Вывод заключений ЭВМ производится с помощью специальных служебных программ библиотеки. Результаты интерпретации данных на ЭВМ «Минск-32» при работе с регистратором НО24 выводят на перфоленту (см. рис. XIX.14) и затем воспроизводят их в автономном режиме прибора. В других случаях результаты обработки и исходные данные выводятся непосредственно на указанные устройства.

Составление заключения о нефтегазонасыщенности скважин состоит из анализа (контроль) результатов интерпретации на ЭВМ, их исправления и доработки и составления по ним заключения о скважине.

Анализ результатов оперативной интерпретации производят сопоставлением результатов обработки заключений ЭВМ и таблиц сопротивления с исходными данными каротажа, исследования керна, испытания скважин, сведений о положении ВНК или ГВК и др. При анализе проверяют правильность выделения коллекторов, отбивки границ по кривым КС (БКЗ, ИК, БК и др.), точность определения удельных сопротивлений пород и зоны проникновения, пористости и оценки характера насыщения. Критерии правильности полученных на ЭВМ результатов даны в табл. XIX.15. Единичные очевидные случаи ошибочных результатов (пропуск или ложное выделение прослоя, неточность отбивки границы, оценки характера насыщения и др.), полученных на ЭВМ, и неопределенные решения (не определена литология или характер насыщения) исправляются и уточняются ведущим интерпретатором. На основе исправленных заключений ЭВМ и таблицы сопротивления пород ТС составляется заключение по скважине по принятой форме [50]. Эффективность оперативной интерпретации данных каротажа на ЭВМ оценивается сопоставлением ее результатов с результатами эталонной обработки того же комплекса ГИС с привлечением данных об испытании скважины, положении ВНК и керна, привязанного к каротажным диаграммам. Результатами

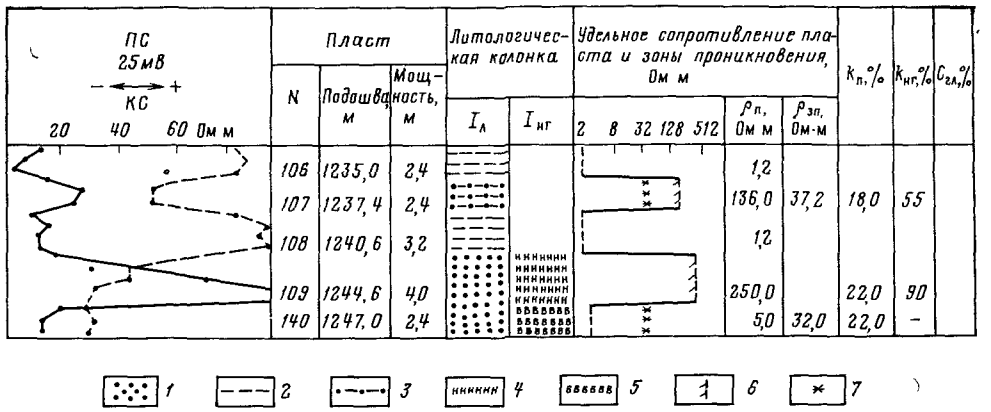


Рис. XIX.10. Попластовое представление результатов оперативной интерпретации данных каротажа с помощью АЦПУ (системы «Каротаж» и Ц-2).

1 — чистый коллектор; *2* — глина; *3* — глинистый коллектор; *4* — нефтегазонасыщенный пласт; *5* — водоносный пласт; *6* — УЭС пласта; *7* — УЭС зоны проникновения

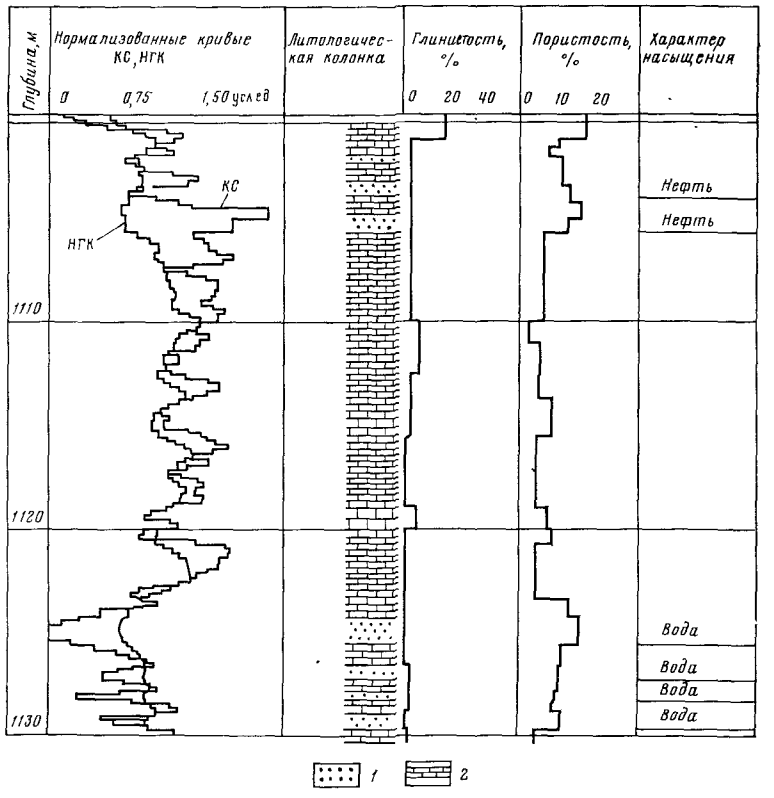


Рис. XIX.11. Попластовое представление результатов интерпретации данных каротажа с помощью фотопостроителя ФП-2 (система Ц-2).

1 — коллектор; *2* — известняк

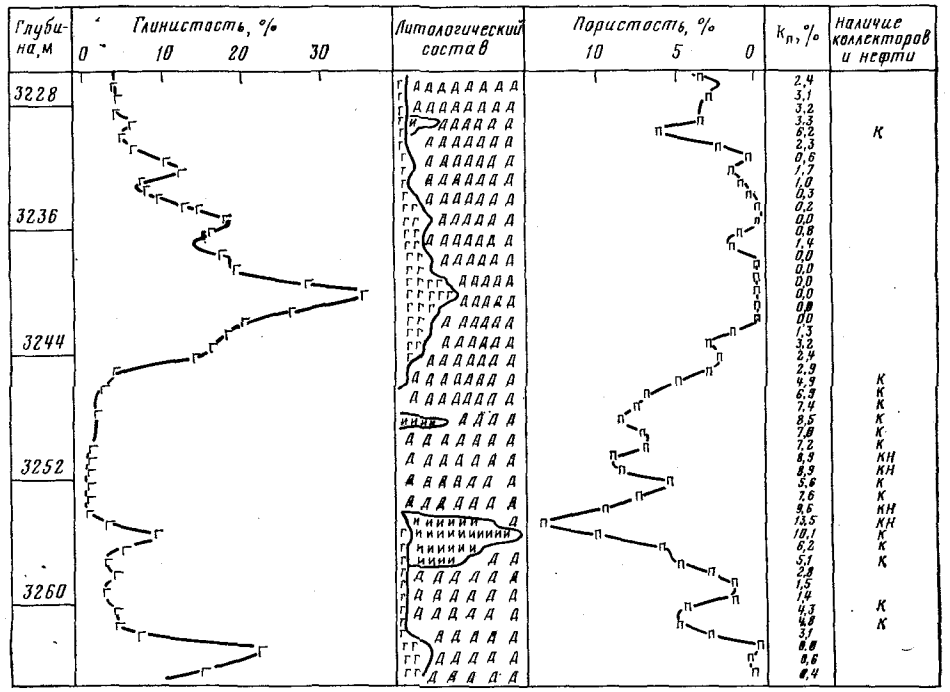
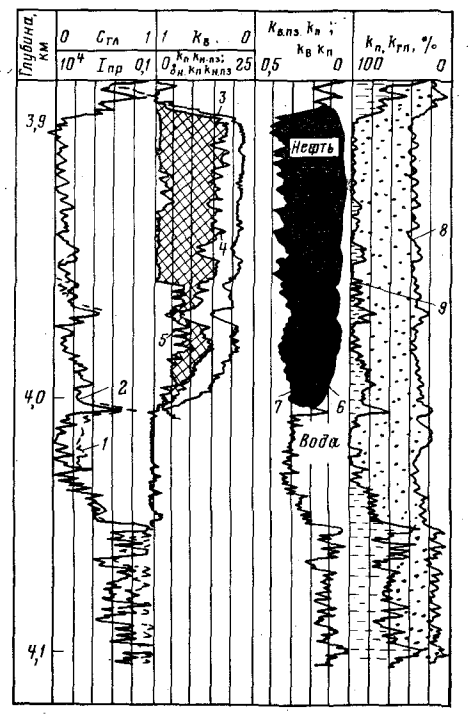


Рис. XIX.12. Представление на АЦПУ результатов точечной интерпретации данных каротажа по программе «ИКАР-В».

д — доломит; и — известняк; г — глина; к — коллектор; кн — коллектор нефтеносный



◀

Рис. XIX.13. Представление результатов точечной интерпретации данных ГИС по комплексной программе «Сарабанд».

1 — $I_{пр}$; *2* — $C_{гл}$; *3* — $k_в$; *4* — $k_п$ $k_{н.пз}$; *5* — $C_н k_п k_{н.пз}$; *6* — $k_{в.пз} k_п$; *7* — $k_в$ $k_п$; *8* — $k_п$; *9* — $k_{гл}$

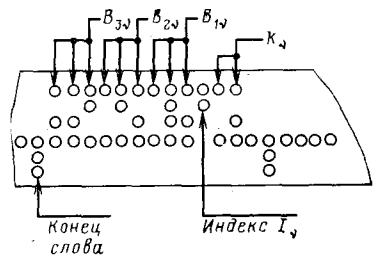


Рис. XIX.14. Формат вывода результатов интерпретации на перфоленту для воспроизведения прибором НС 24.

B_{1v} — B_{3v} — результирующая величина определяющего параметра v-го пласта; k_v — число точек в v-м пласте

Таблица XIX.21

Устройства вывода данных из ЭВМ

Название	Шифр	ЭВМ	Форма носителя	Скорость, карт/мин (строк/с)
Устройства вывода на перфокарты	ПР-80-У	БЭСМ-4; М-222	80-колонковые перфокарты	100
	УВК-23	Минск-32»	То же	100
	ЕС-7010	ЕС-1022	То же, что БЭСМ-4	100
Устройства вывода на перфоленты	ПЛ-150	М-222	5- и 8-дорожечная перфолента	150 30*
	УВЛ-23	«Минск-32»	То же	(150); 30*
	ЕС-7022	ЕС-1022	»	(150)
Алфавитно-цифровое печатающее устройство	АЦПУ-128-2	БЭСМ-4; М-222	Бумажная лента, 128 символов в строке	380**
	УПЧ-23	«Минск-32»		20***
	ЕС-7030	ЕС-1022	То же, что БЭСМ-4	650—890**
Устройство ввода — вывода с пишущей машинки	ЭУМ-46	М-222	Бумага для печатной машинки	6—7***
	УПМ-23К	«Минск-32»	То же	10***
	ЕС-7070	ЕС-1022	»	10***

* Слов/с — формат НО24.
** Строк/мин.
*** Знак/с.

эталонной обработки является обобщенная таблица удельных сопротивлений пластов и зон проникновения, эталонный литологический разрез. Интервалы (пласты) с неоднозначным решением задачи не включаются в эталонную обработку. Критериями эффективности автоматизированной обработки служат минимумы отклонений от эталонных результатов (см. табл. XIX.16).

ЧАСТЬ ПЯТАЯ
ПРИМЕНЕНИЕ КАРОТАЖА

Глава XX
РАСЧЛЕНЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

§ 92. РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Расчленение разрезов скважин необходимо для установления последовательности залегания пластов, их литологической характеристики, границ насыщенности, а также оценки физических параметров пластов. Задача оценки насыщенности пластов имеет особую важность, поэтому она рассматривается отдельно в § 95.

В табл. XX.1 указаны правила отбивки границ пластов и определения их мощности по данным отдельных методов каротажа. В случае, когда угол встречи скважиной пласта β не равен 90°, его истинная мощность $h_{ист}$ рассчитывается по соотношению

$$h_{ист} = h \sin \beta.$$

При расчленении разрезов в основном используют результаты каротажа несколькими методами, предварительно увязанные по глубине на исследуемом участке разреза. Увязку осуществляют на основе границ пластов с существенно различными

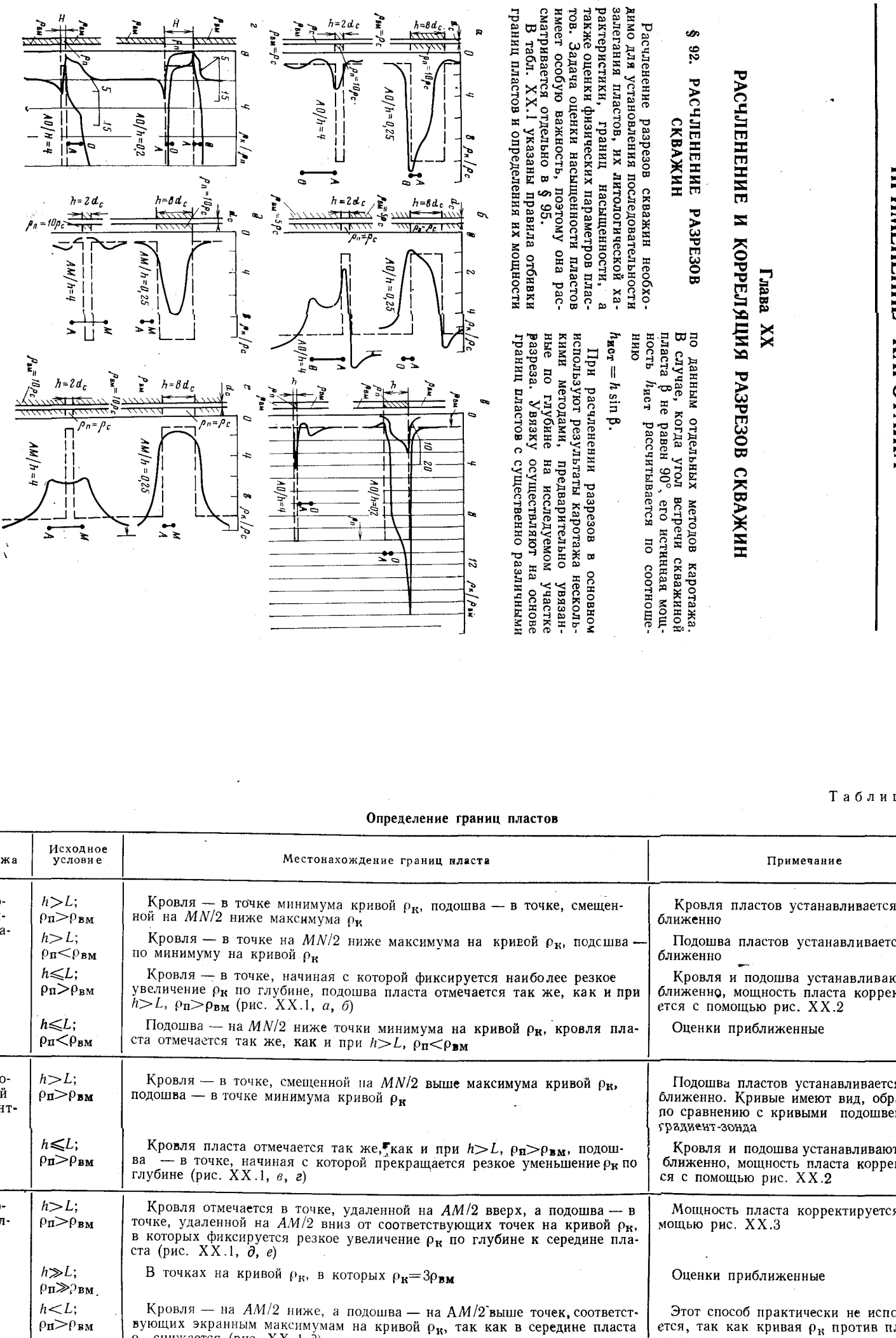


Рис. XX.1. Кривые сопротивления для однородного одиночного пласта большого ($\rho_п = 10\,\rho_с$) [*а, в, д*] и малого ($\rho_п = \rho_с$ [*б, г, е*] сопротивлений.

а, б — подошвенный градиент-зонд; *в, г* — кровельный градиент-зонд; *д, е* — потенциал-зонд

Таблица XX.1

Определение границ пластов

Вид каротажа	Исходное условие	Местонахождение границ пласта	Примечание
ЭК, подошвенный градиент-зонд	$h>L$; $\rho_п>\rho_{вм}$	Кровля — в точке минимума кривой $\rho_к$, подошва — в точке, смещенной на $MN/2$ ниже максимума $\rho_к$	Кровля пластов устанавливается приближенно
	$h>L$; $\rho_п<\rho_{вм}$	Кровля — в точке на $MN/2$ ниже максимума на кривой $\rho_к$, подошва — по минимуму на кривой $\rho_к$	Подошва пластов устанавливается приближенно
	$h\leqslant L$; $\rho_п>\rho_{вм}$	Кровля — в точке, начиная с которой фиксируется наиболее резкое увеличение $\rho_к$ по глубине, подошва пласта отмечается так же, как и при $h>L$, $\rho_п>\rho_{вм}$ (рис. XX.1, *а, б*)	Кровля и подошва устанавливаются приближенно, мощность пласта корректируется с помощью рис. XX.2
	$h\leqslant L$; $\rho_п<\rho_{вм}$	Подошва — на $MN/2$ ниже точки минимума на кривой $\rho_к$, кровля пласта отмечается так же, как и при $h>L$, $\rho_п<\rho_{вм}$	Оценки приближенные
ЭК, кровельный градиент-зонд	$h>L$; $\rho_п>\rho_{вм}$	Кровля — в точке, смещенной на $MN/2$ выше максимума кривой $\rho_к$, подошва — в точке минимума кривой $\rho_к$	Подошва пластов устанавливается приближенно. Кривые имеют вид, обратный по сравнению с кривыми подошвенного градиент-зонда
	$h\leqslant L$; $\rho_п>\rho_{вм}$	Кровля пласта отмечается так же, как и при $h>L$, $\rho_п>\rho_{вм}$, подошва — в точке, начиная с которой прекращается резкое уменьшение $\rho_к$ по глубине (рис. XX.1, *в, г*)	Кровля и подошва устанавливаются приближенно, мощность пласта корректируется с помощью рис. XX.2
ЭК, потенциал-зонд	$h>L$; $\rho_п>\rho_{вм}$	Кровля отмечается в точке, удаленной на $AM/2$ вверх, а подошва — в точке, удаленной на $AM/2$ вниз от соответствующих точек на кривой $\rho_к$, в которых фиксируется резкое увеличение $\rho_к$ по глубине к середине пласта (рис. XX.1, *д, е*)	Мощность пласта корректируется с помощью рис. XX.3
	$h\gg L$; $\rho_п\gg\rho_{вм}$	В точках на кривой $\rho_к$, в которых $\rho_к=3\rho_{вм}$	Оценки приближенные
	$h<L$; $\rho_п>\rho_{вм}$	Кровля — на $AM/2$ ниже, а подошва — на $AM/2$ выше точек, соответствующих экранным максимумам на кривой $\rho_к$, так как в середине пласта $\rho_к$ снижается (рис. XX.1, *д*)	Этот способ практически не используется, так как кривая $\rho_к$ против пласта искажена
	$h>L$; $\rho_п<\rho_{вм}$	Кровля — на $AM/2$ выше, а подошва — на $AM/2$ ниже соответствующих точек на кривой $\rho_к$, начиная с которых фиксируется плавное небольшое уменьшение $\rho_к$ по глубине к середине пласта (рис. XX.1, *в*). Ширина участка кривой с низкими $\rho_к$ больше мощности пласта на L	Мощность пласта корректируется по рис. XX.3

Продолжение табл. XX.1

Вид каротажа	Исходное условие	Местонахождение границ пласта	Примечание
	$h<L$; $\rho_п<\rho_{вм}$	Кровля — на $AM/2$ ниже, а подошва — на $AM/2$ выше точек, соответствующих экранным минимумам на кривой $\rho_к$, в середине пласта $\rho_к$ немного увеличивается (рис. XX.1, *е*)	Этот способ практически не используется, так как кривая $\rho_к$ против пласта искажена
ПС	$v_i \geqslant 0{,}95$	При $\rho_п \approx \rho_{вм}$ в точках, в которых показания равны половине амплитуды отклонения кривой ПС. При $\rho_п \neq \rho_{вм}$ точка, соответствующая границе пласта, смещается: к вмещающим породам, если $\rho_п > \rho_{вм}$, и к центру аномалии, если $\rho_п < \rho_{вм}$. Точка, соответствующая границе пласта, приближенно находится из выражения $a/b = \sqrt{\rho_{вм}/\rho_п}$, где a — часть амплитуды отклонения кривой ПС от центра аномалии $U_{пс}$ до границы пласта: $b = U_{пс} - a$	v_i определяется с помощью рис. XXI.12 Границы устанавливаются наиболее точно при $\rho_{вм} \leqslant 10\rho_с$
	$v_i < 0{,}95$	В точках перегиба кривой ПС, в которых показания больше половины амплитуды отклонения кривой ПС. Чем меньше мощность пласта, тем ближе граница пласта к экстремуму	Способ приближенный, особенно большие погрешности при оценке мощности пластов в высокоомном разрезе Мощность корректируется с помощью рис. XX.4
ИК	$h \geqslant 2$ м	В точках, соответствующих половине амплитуды кривой кажущейся удельной проводимости $\sigma_к$	Для зонда 6Ф1 это правило справедливо при $h \geqslant 1$ м
	$h < 2$ м	В точках, соответствующих $^2/_3$ амплитуды $\sigma_к$	Способ приближенный, мощность пласта корректируется с помощью рис. XX.5
БК, БМК	—	Для трехэлектродных зондов в точках пересечения касательной к крутому участку кривой $\rho_к$ против высокоомного пласта с прямой, соответствующей $\rho_к$ вмещающих пород, для семиэлектродных зондов смещением на $0{,}3\,L$ указанной точки вниз при определении подошвы или вверх при установлении кровли	То же
БК	—	В точках, где $\rho_к$ равно граничному сопротивлению $\rho_{к.гр}$, определяемому с помощью рис. XX.6	Мощность пласта корректируется с помощью рис. XX.5
ГК, ГГК, ЯМК	$h > 1$ м; $v\tau \leqslant 500 \frac{м \cdot с}{ч}$	Точки перегиба кривой на половине высоты аномалии против пласта по отношению к вмещающим пластам	—
ГК, ГГК, ЯМК	$h > 0{,}3$ м; $v\tau \geqslant 500 \frac{м \cdot с}{ч}$	То же	Границы пластов и их мощности корректируются с помощью рис. XX.7 и XX.8
ННК и НГК	$h \geqslant 2L$; $v\tau < 100 \frac{м \cdot с}{ч}$	При содержании водорода в пласте, большем чем во вмещающих породах, подошва отбивается на $0{,}1L$ ниже, а кровля — на $0{,}3L$ выше, чем границы для случая $h > 1$ м; при обратном условии кровля и подошва — соответственно на $0{,}5L$ и L выше границ по сравнению со случаем $h > 1$ м	—
ННК и НГК	$h \geqslant 2L$; $v\tau > 100 \frac{м \cdot с}{ч}$	То же	Границы пластов и их мощность корректируются с помощью рис. XX.7 и XX.8
ИНК	$\tau_{пл} > \tau_{вм}$; $v\tau < 100 \frac{м \cdot с}{ч}$;	Подошва отбивается в точке начала подъема кривой $I(H)$, кровля — на L выше начала спада кривой $I(H)$	—
	$\tau_{пл} < \tau_{вм}$; $v\tau < 100 \frac{м \cdot с}{ч}$	Подошва — на L выше начала спада кривой $I(H)$, кровля — в начале подъема кривой $I(H)$	—
ГК, ГГК ННК, НГК, ИНК	$h \geqslant 1$ м; $v\tau < 1000 \frac{м \cdot с}{ч}$	В точках начала резкого подъема и спада кривых $I(H)$	Приближенный способ отбивки границ пластов, мощность корректируется с помощью рис. XX.7

Продолжение табл. XX.1

Вид каротажа	Местонахождение границ пласта. Исходное условие	Примечание
АК	$h>S$	Если кривые АК записаны двухэлементным зондом, вместо базы S используют длину зонда L. Правила отбивки границ пластов даны для обработки кинематических кривых (t_1, t_2 или Δt)
	В точках, в которых показания АК равны среднему из показаний против пласта и вмещающих пород	
	$h<S$	Способ дает приближенные результаты, особенно если скорости во вмещающих породах различны
	В точках, смещенных по глубине к центру пласта на 0,5S по отношению к точкам начала наклонного участка кривой АК против вмещающих пород	

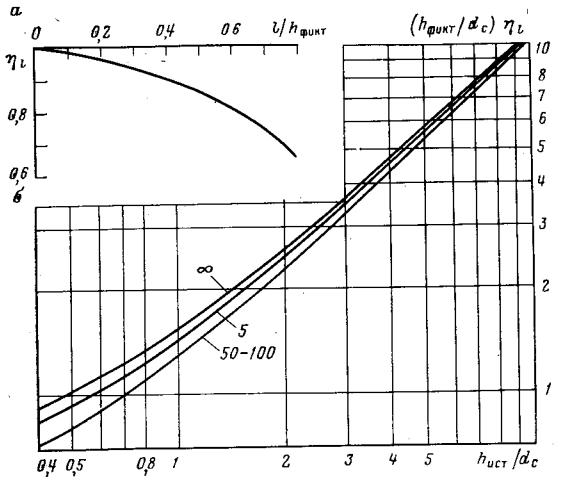


Рис. XX.2. Зависимости между фиктивной, равной ширине аномалии в масштабе глубин диаграммы на половине ее амплитуды, и истинной мощностями пласта (*б*) и график поправки η_l за величину отношения $l/h_{фикт}$ (*а*).

Шифр кривых — $\rho_п/\rho_c$; l — расстояние между парными электродами градиент-зонда

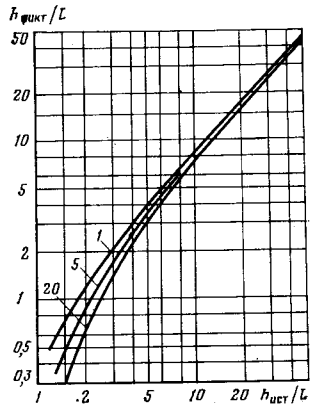


Рис. XX.3. Зависимость между $h_{фикт}/L$ и $h_{ист}/L$ для потенциал-зондов.

Шифр кривых L/d_c

свойствами (глина — известняк, плотные пласты в высокопористом разрезе и т. п.). За истинные принимают глубины на кривых стандартного каротажа. Мощность пласта определяют по данным тех видов каротажа, которые наиболее четко отбивают его границы: МК, БМК, БКЗ (малые градиент-зонды) и т. п.

В общем случае определение литологического характера пластов по данным только каротажа является сложным особенно в малоизученных разрезах; часто пластам с одной и той же каротажной характеристикой соответствуют различные по литологическому составу породы. Большие затруднения также возникают, если пласты представлены плотными породами.

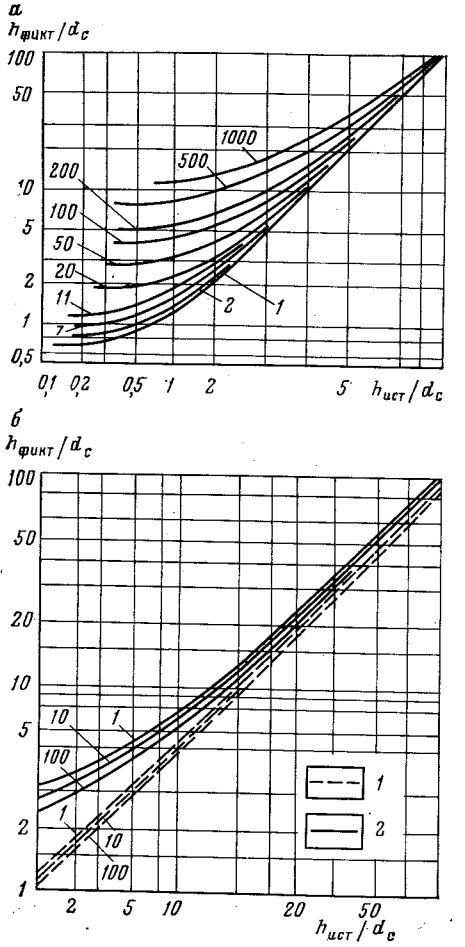


Рис. XX.4. Палетки зависимостей $h_{фикт}/d_c=f(h_{ист}/d_c)$ для кривых ПС. *а* — $\rho_п=\rho_{вм}$; *б* — $\rho_п\neq\rho_{вм}$; 1 — $\rho_{вм}=3\ \rho_c$; 2 — $\rho_{вм}=30\ \rho_c$; шифр кривых — $\rho_п/\rho_c$

Расчленение разреза скважин по данным каротажа может быть проведено двумя способами.

1. Расчленение на пласты с помощью прямых определений их параметров по результатам анализов образцов керна, поинтервальных гидродинамических исследований с контролем получаемых результатов по каротажу, исследований способом «каротаж — воздействие — каротаж» и т. п.

При этом для каждого из выделенных пластов устанавливают его геофизические характеристики по данным всех примененных методов каротажа. Совокупность характеристик («геофизический образ пласта»), свойственная пластам каждого литологического типа, используется для оценки их литологии по данным каротажа в скважинах, где отсутствуют прямые определения параметров пластов. Частным случаем этого способа является сопоставление разреза исследуемой скважины с типовым

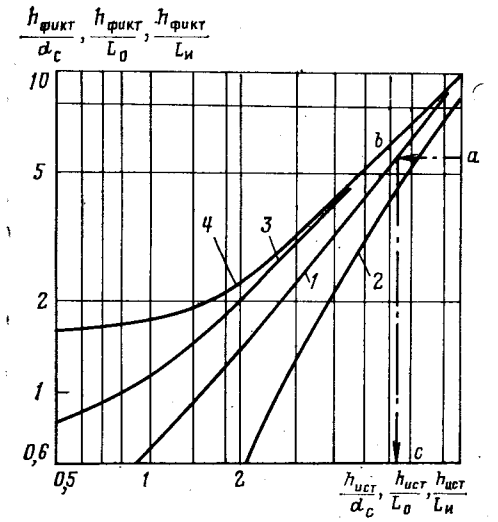


Рис. XX.5. Палетка для определения истинной мощности пласта по ее фиктивному значению $h_{фикт}$.

Зависимости: 1 — $h_{фикт}/d_c=f(h_{ист}/d_c)$ для трехэлектродного зонда БК ($10<\rho_п/\rho_c<1000$), 2 — $h_{фикт}/L_0=f(h_{ист}/L_0)$ для семиэлектродного зонда БК, 3, 4 — $h_{фикт}/L_и=f(h_{ист}/L_и)$ для зондов индукционного каротажа соответственно 6Ф1 и 5Ф1,2

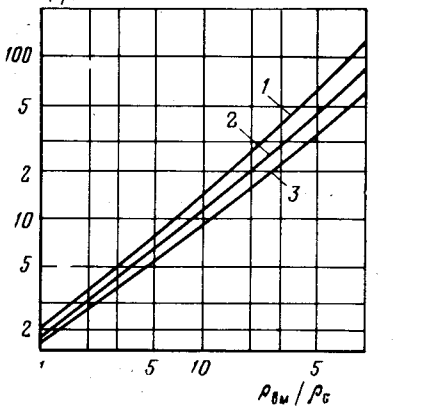


Рис. XX.6. Зависимость граничных значений кажущегося удельного сопротивления $\rho_{к.гр}$ от удельного сопротивления вмещающей среды.

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

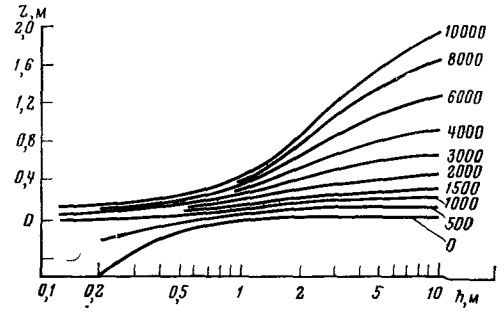


Рис. XX.7. Зависимость расстояния Z от кровли пласта до точки кривой, в которой $\Delta I = 0{,}5\,\Delta I_{max}$, для различных $v\tau$

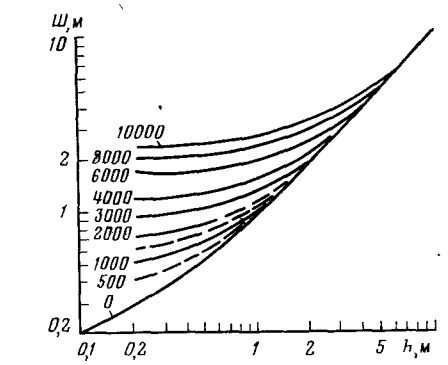


Рис. XX.8. Зависимость ширины аномалии $Ш$ против пласта на половине ее амплитуды от мощности пласта h для различных $v\tau\left(\frac{м \cdot с}{ч}\right)$

геологокаротажным разрезом изучаемого района, установленным на основе исследования ранее пробуренных скважин.

2. Расчленение непосредственно по данным каротажа с учетом связей между его показаниями и искомыми литологическими характеристиками пород.

Практически литологический характер пластов определяют обоими способами с максимальным использованием описаний и анализов керна, шлама и других геологических материалов. При этом учитывают, что недостаточный вынос керна не показывает всей последовательности пробуренных скважиной пород в интервале его отбора. Кроме того, из-за погрешности определения глубин отбора керна последние могут не совпадать с глубинами пластов, установленными по каротажным диаграммам. В связи с этим керн предварительно увязывают с данными каротажа, с использованием границ пластов, литология которых надежно определена непосредственно по каротажу.

При изучении литологии пластов используют результаты исследования всеми применяемыми геофизическими методами.

В песчано-глинистом разрезе наибольший эффект дает применение методов ПС, ГК, ЭК, МК, ГГК и Кав., а в карбонатном — НК, ГК, ЭК, МК, ГГК и Кав. Геофизические характеристики пластов различного литологического состава и насыщения приведены в табл. XX.2 и XX.3. Сведения даны для обычных условий измерений, когда скважина заполнена глинистой промывочной жидкостью и ее минерализация меньше, чем минерализация пластовых вод.

Для литологического расчленения разрезов, а также для выделения проницаемых пластов и оценки их нефте-, газо- и водонасыщенности создан ряд программ для ЭВМ (см. гл. XIX).

§ 93. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляция состоит в выявлении аналогичных объектов в разрезах различных скважин. Осуществляется она обычно в два этапа.

На первом этапе корреляции выделяют так называемые реперы — опорные пачки пластов или отдельные пласты, которые четко выделяются по данным каротажа в разрезах большинства скважин (или которым соответствуют характерные по форме участки каротажных кривых). Корреляция наиболее надежна, если реперы устанавливаются не только в пределах исследуемого интервала разреза, но и выше и ниже его. Рекомендуется использовать в качестве реперов пласты глин, солей, плотных пород, толщ песчано-глинистых пород, залегающих среди карбонатных отложений, толщ карбонатных пластов среди песчано-глинистых отложений, карбонатных пород с повышенной радиоактивностью, а также контактов пород с резко отличающимся литологическим составом.

При выделении реперов широко применяются данные ПС, ГК, ЭК, НК и Кав. По данным СГК с раздельным определением Ra, Th и К можно выделять реперы в разрезах, не расчленяемых по другим видам каротажа.

На втором этапе корреляции устанавливают прослеживающиеся по площади пачки пластов. Более детально коррелировать разрез вплоть до прослеживания отдельных пластов удается редко, так как обычно их свойства по площади значительно изменяются.

По характеру решаемых задач корреляция подразделяется на три вида:

1) межрайонную (в пределах обширных геологических провинций) для выделения и предварительной оценки вероятных продуктивных комплексов, а также для идентификации стратиграфии; в этом случае используются данные каротажа в масштабе глубин 1 : 500 или 1 : 1000;

2) внутрипромысловую (в пределах одной структуры) для идентификации про-

Таблица XX.2

Характеристика продуктивных отложений по данным каротажа

Порода	Показания				δ по данным ГГК, г/см³		Показания ННК и НТК
	ρ	$P_{кв}$	ПС	ГК	водо- и нефтенасыщенных	газонасыщенных	
1	2	3	4	5	6	7	8
Пески, высокопористые песчаники и алевролиты	6—30	3—500; минимальные величины соответствуют приконтактным частям залежей и полимиктовым отложениям, возрастают с увеличением глубины залегания и пластовой температуры	Максимальные отрицательные аномалии в водоносных пластах, если вмещающие породы — глины Уменьшение аномалий при нефтегазонасыщенности пластов Незначительные аномалии, если вмещающие породы — карбонатны	Низкие, за исключением полимиктовых, глауконитовых и монацитовых пород	2,0—2,4	1,9—2,3	Низкие в водо- и нефтенасыщенных пластах ($\omega = 15 \div 40\,\%$) Средние в газонасыщенных пластах при каротаже необсаженных скважин ($\omega = 10 \div 30\,\%$) Пласты лучше разделяются по кривым ННК
Глинистые песчаники и алевролиты	5—100; минимальные величины соответствуют высокопористым пластам, насыщенным водами с $C_п < 0{,}5$ н	1,5—6; возрастает с уменьшением глинистости, а также с увеличением глубины залегания и пластовой температуры начиная с $T_п \geqslant 80$ °С	Отрицательные аномалии, уменьшающиеся с увеличением глинистости	Средние, увеличивающиеся с ростом глинистости и содержания полевых шпатов	2,15—2,45 Уменьшаются в пластах с монтмориллонитовым глинистым материалом	2,0—2,4	Минимальные в водо- и нефтенасыщенных пластах, такого же порядка, как и против неразмытых глин ($\omega = 30 \div 40\,\%$) Низкие в газонасыщенных пластах ($\omega = 20 \div 30\,\%$) Пласты лучше разделяются по кривым ННК
Плотные песчаники и алевролиты	50—400; в трещиноватых породах уменьшается	3—20; в гидрофобизированных породах до 1000	Различные в зависимости — от минимальных до максимальных. Отрицательные аномалии уменьшаются с увеличением глинистости	Низкие; в битуминозных породах — возможно увеличение	2,4—2,55	2,3—2,45	Повышенные в водо- и нефтегазонасыщенных пластах; уменьшаются с ростом глинистости

Продолжение табл. XX.2

Порода	$v_{вп}$, км/с ($v_{нгн}$ на 0—20 % ниже)	Показания МК	Данные Кав.	Зона проникновения по данным ЭК	Показания ИННК для пород		Порядок информативности данных для пород: а — водонасыщенных, б — нефтегазонасыщенных
					водонасыщенных $\tau_в/\tau_{вп}$	нефте- или газонасыщенных $\frac{1}{\tau_{нгп}}-\frac{1}{\tau_{вп}}$	
1	9	10	11	12	13	14	15
Пески, высокопористые песчаники и алевролиты	1,0—3,5; минимальные значения в песках	Невысокие, превышающие УЭС промывочной жидкости не более чем в 5 раз	Уменьшение диаметра скважины из-за глинистой корки; в отдельных случаях (против рыхлых песков) увеличение диаметра	Наблюдается	(0,2÷0,3)+ +(0,8÷0,7) А	(0,1÷0,3) В	а—2; 4; 6: 5; 10; 9; 11; 12; 8; 13, б—3; 10; 5; 6; 7; 8; 4; 9; 12; 11; 14
Глинистые песчаники и алевролиты	3,0—4,0	Невысокие, превышающие УЭС промывочной жидкости не более чем в 2 раза	Наблюдаются различные случаи, кавернограмма часто иззубрена	Имеется при невысокой глинистости	(0,15÷0,30)+ + (0,70÷0,85) А	(0,05÷0,15) В	а—2; 10; 6; 9; 4; 5; 8; 13; 11, б—3; 4; 10; 5; 9; 6; 7; 14; 8
Плотные песчаники и алевролиты	3,5—4,5	Изменяются в широком диапазоне в зависимости от наличия глинистой корки; преимущественно—высокие	Диаметр скважины близок к номинальному	Иногда отмечается, преимущественно в трещиноватых и водонасыщенных пластах	(0,05÷0,15)+ +(0,85÷0,95) А	(0,04÷0,1) В	а—5; 6; 4; 2; 10; 8; 9; 11, б—5; 6; 7; 4; 10; 3; 14; 8; 9; 11

Продолжение табл. XX.2

Порода	P	$P_н$	Показания		δ по данным ГГК, г/см³		Показания ННК и НГК
			ПС	ГК	водо- и нефтенасыщенных	газонасыщенных	
1	2	3	4	5	6	7	8
Высокопористые известняки и доломиты	10—100; уменьшается при трещиноватости и увеличивается при кавернозности пород	3—500; минимальные величины в приконтактных частях залежей, максимальные в гидрофобизированных	Изменяются в широких пределах — от максимально отрицательных до незначительно положительных при наличии глинистого цемента	Низкие — в известняках; повышенные — в доломитах и битуминозных породах	2,2—2,45	1,9—2,4	Низкие и средние в водо- и нефтенасыщенных пластах (w=10÷30 %). Средние и повышенные — в газонасыщенных пластах, особенно при трещиноватости (w=5÷25 %). Доломиты при прочих равных условиях характеризуются пониженными показаниями НГК
Плотные известняки и доломиты	100—1000; уменьшается при трещиноватости и увеличивается при кавернозности пород	10; в гидрофобных и битуминозных до 1000	То же; в битуминозных породах иногда отмечаются положительные аномалии	То же	2,5—2,7	2,45—2,6	Высокие в водо- и нефтегазонасыщенных пластах (w=2÷10 %). Для доломитов показания ниже, чем для известняков. При загипсованности показания резко снижаются
Глинистые известняки и доломиты, мергели	10—300; минимальные величины соответствуют высокопористым пластам, а также пластам, насыщенным водами с $C_п<0,5$ н	До 2; при битуминозности — 100 и более	Аномалии практически отсутствуют (небольшие отрицательные против трещиноватых пластов, положительные — против битуминозных пород)	Промежуточные между показаниями в глинах и плотных известняках; в сильно глинистых разностях — близкие к показаниям в глинах	2,3—2,6	2,25—2,6	Средние и низкие в водо- и нефтегазонасыщенных пластах (w=5÷30 %) Для доломитов показания ниже, чем для известняков

Продолжение табл. XX.2

Порода	$v_{вп}$, км/с ($v_{нгп}$ на 0—20 % ниже)	Показания МК	Данные Кав.	Зона проникновения по данным ЭК	Показания ИННК для пород: водонасыщенных $\tau_в/\tau_{вп}$	Показания ИННК для пород: нефте- или газонасыщенных $\frac{1}{\tau_{нгп}}-\frac{1}{\tau_{вп}}$	Порядок информативности данных для пород: а—водонасыщенных, б—нефте-газонасыщенных
1	9	10	11	12	13	14	15
Высокопористые известняки и доломиты	2,5—5,0	Невысокие, превышающие УЭС промывочной жидкости не более чем в 5 раз	Уменьшение диаметра скважины из-за глинистой корки; в отдельных случаях—увеличение диаметра против пород с трещинной пористостью	Наблюдается	$(0,1\div0,25)+(0,75\div0,9)A$	$(0,1\div0,25)B$	а—2; 8; 9; 5; 6; 12; 11; 10; 13; 4, б—3; 8; 5; 6; 7; 9; 12; 14; 11; 10; 4
Плотные известняки и доломиты	5,0—6,5	Высокие, сильно изменяющиеся с глубиной; против трещинных пород, а также при неровностях стенок скважины—низкие	В большинстве случаев диаметр скважины номинальный; иногда—глинистая корка; увеличение диаметра против трещинных пород	Обычно не наблюдается, за исключением трещиноватых пород и пластов с разрушенной при бурении прискважинной частью	$(0,02\div0,1)+(0,9\div0,98)A$	$\leqslant 0,05\ B$	а—2; 8; 5; 6; 9; 13; 11; 4; 10; б—3; 8; 5; 6; 7; 9; 14; 11; 4; 10
Глинистые известняки и доломиты, мергели	5,0—5,5	Высокие, уменьшающиеся против размытых пластов	Диаметр скважины номинальный или несколько увеличенный в сильно глинистых пластах	Не наблюдается	$(0,03\div0,2)+(0,8\div0,97)A$	$\leqslant 0,05\ B$	а—2; 5; 11; 6; 13; 9; 4; 10, б—3; 5; 11; 6; 7; 14; 9; 4; 10

Примечание. w — объемная влажность по данным ННК или НГК; $A=\tau_в/\tau_{ск}$; $B=\frac{1}{\tau_{нг}}-\frac{1}{\tau_в}$, где $\tau_в$, $\tau_{вп}$, $\tau_{нгп}$, $\tau_{ск}$, $\tau_{нг}$ — времена жизни тепловых нейтронов соответственно в воде, водо-, нефте- или газонасыщенном пласте, скелете пласта, нефти или газе, $P=\rho_{вп}/\rho_{пв}$ — относительное сопротивление; $P_н=\rho_{нгп}/\rho_{вп}$ — коэффициент увеличения сопротивления; $\rho_{вп}$, $\rho_{нгп}$, $\rho_п$, $\rho_{пв}$ — удельные электрические сопротивления (УЭС) соответственно водо-, нефте- или газонасыщенного, любого пластов, пластовой воды; $v_{вп}$, $v_{нгп}$, $v_п$ — скорости распространения продольных упругих волн соответственно в водонасыщенном, нефте- или газонасыщенном и любом пластах.
В графе 15 цифры соответствуют номеру графы таблицы.

Таблица XX.3

Характеристка вмещающих пород по данным каротажа

Порода	$\rho_п$, Ом·м	Показания ГК	Показания ННК и НГК	δ по данным ГГК, г/см³	$v_п$, км/с	Данные Кав.
1	2	3	4	5	6	7
Глины и аргиллиты	1—15; на больших глубинах более высокое; на небольших глубинах и при $C_п<1$ н обычно не более 10	Высокие, снижающиеся в песчанистых и известковистых глинах	Низкие; при большом размыве — минимальные ($w=40\div50$ %)	2,0—2,7	1,0—4,5	Диаметр скважины преимущественно увеличенный; в редких случаях уменьшенный
Ангидриты	До 10 000 и более; резкое снижение при наличии глинистых примесей и трещиноватости; кажущееся сопротивление, измеренное малыми зондами БКЗ, в отдельных случаях понижено из-за трещиноватости, возникающей при бурении	Минимальные	Максимальные	2,4—2,9	До 6	Диаметр скважины номинальный или несколько увеличенный
Каменная соль (галит)	То же	То же	Аномально высокие (при НГК выше, чем в ангидритах); резкое понижение при размыве	2,1—2,3	4,5—5,5	Диаметр скважины увеличенный, иногда (пластичные соли) уменьшенный
Сильвин	То же	Максимальные (на уровне глин или выше)	То же	1,9—2,0	4	Диаметр скважины увеличенный
Гипс	До 10 000 и более	Минимальные	Низкие ($w\approx50$ %)	2,3—2,5	1,5—4,5	Диаметр скважины номинальный, иногда увеличенный

Продолжение табл. XX.3

Порода	Показания ИННК		Показания МК	Показания ПС	Магнитная восприимчивость, $1{,}256 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ	Порядок информативности данных
	τ, мкс	D, $n \cdot 10^{-4}$, см^2/с				
1	8	9	10	11	12	13
Глины и аргиллиты	150—250	5—10	Низкие, в размытых породах — на уровне УЭС промывочной жидкости	Максимальные положительные аномалии, тем большие, чем выше дисперсность пород	2—350	3; 7; 2; 10; 11; 6; 4; 8; 5; 9; 12
Ангидриты	360	27	Максимальные	Как в глинах, или небольшие отрицательные аномалии	$10—5 \cdot 10^4$	2; 3; 4; 5; 6; 8 9; 7; 10; 11; 12
Каменная соль (галит)	~6	~17	Низкие, близкие к УЭС промывочной жидкости из-за увеличения диаметра скважины	То же	3—10	2; 7; 4; 8; 9; 5; 6; 10; 11; 12
Сильвин	8	13	То же	То же	3—10	3; 2; 4; 5; 6; 8; 9; 7; 10; 11
Гипс	До 250	5	Высокие	»	$2—10^2$	2; 3; 4; 8; 9; 5; 6; 7; 10; 11; 12

Продолжение табл. XX.3

Порода	$\rho_п$, Ом·м	Показания ГК	Показания ННК и НГК	δ по данным ГГК, г/см^3	$v_п$, км/с	Данные Кав.
1	2	3	4	5	6	7
Угли	$10^{-3}—10^3$; величина определяется зольностью, метаморфизмом и влажностью угля; наиболее низкие величины свойственны антрацитам наиболее высокие — каменным углям ($10^8—10^{12}$ для сухих углей)	Низкие, увеличивающиеся с повышением зольности и могут быть выше, чем показания во вмещающих породах	Низкие, особенно в бурых углях	1,15—1,65; наименьшая плотность у бурых углей, наибольшая у антрацитов	1,7÷2,7	Диаметр скважины в большинстве случаев увеличенный
Магматические	$10^3—10^7$	Повышенные, особенно в кислых породах	Высокие в неразрушенных породах и пониженные в разрушенных	2,3—3,3; плотность разрушенных пород (коры выветривания) ниже	4,3—7,0	Диаметр скважины номинальный; при трещиноватости увеличенный

Продолжение табл. XX.3

Порода	Показания ИННК		Показания МК	Показания ПС	Магнитная восприимчивость, $1{,}256 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ	Порядок информативности данных
	τ, мкс	D, $n \cdot 10^{-4}$, см^2/с				
1	8	9	10	11	12	13
Угли	1000	—	От минимальных до максимальных (зависят от УЭС пластов)	Положительные аномалии, если вмещающие породы песчаники, отрицательные, если глины	$0—10^2$	Для антрацитов 2; 5; 6; 11, для прочих углей 10; 3; 4; 7 (данные 11 мало информативны)
Магматические	—	—	Высокие, дифференциация кривой обусловлена неровностью стенок скважины	Положительные аномалии; против трещинных зон отрицательные	$1—10^4$; максимальные значения у основных пород (габбро, диориты), содержащих ферромагнитные минералы (якобсит, магнетит, маггемит и др.)	3; 12; 5; 2; 6; 4; 7 Целесообразно использовать спектрометрию естественной радиоактивности

Примечание. Обозначение используемых параметров см. в примечании к табл. XX. 2.

дуктивных горизонтов, определения их стратиграфического положения, уточнения тектонического строения; данные каротажа применяют в масштабе глубин от 1 : 200 до 1 : 1000 в зависимости от мощности исследуемого интервала разреза;

3) детальную (в пределах месторождения или залежи) для изучения площадной неоднородности продуктивных отложений и выделения эксплуатационных объектов; данные каротажа используются в масштабе глубин от 1 : 100 до 1 : 500.

По результатам корреляции строят профильные разрезы, структурные карты, карты изопахит, карты отдельных разведуемых параметров, а также типовой геологокаротажный разрез и вероятностный разрез. Методика построения профилей и карт изложена в работах [23, 36, 44].

Типовой геологокаротажный разрез характеризует последовательность залегания пород, их среднюю мощность, литологическую и стратиграфическую особенности. Разрез содержит стратиграфическую и литологическую колонки, краткое описание литологии пород, кривые КС стандартным зондом и ПС, а также других методов, информативных для расчленения данного разреза. На типовом разрезе выделяют реперы, а также указывают диапазон изменения наиболее характерных параметров продуктивных отложений. Типовой геологокаротажный разрез используют для расчленения разрезов вновь пробуренных скважин.

Для создания геологических моделей залежей строят вероятностный разрез, представляющий собой усредненный по всем пробуренным скважинам график изменения с глубиной вероятности залегания пластов с теми или иными ФЕС в пределах продуктивной части залежи, причем предварительно по реперам проводят увязку разрезов пробуренных скважин. В большинстве случаев при построении такого разреза пласты подразделяют на коллекторы и неколлекторы. Вероятностные разрезы могут быть использованы для приближенной оценки запасов нефти или газа в залежи.

Глава XXI
ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

§ 94. КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Промыслово-геофизические исследования нефтяных и газовых скважин позволяют решать следующие основные задачи.

1. Изучение геологического строения разбуриваемых площадей:

а) уточнение литологического состава вскрытых скважинами горных пород; б) выделение границ отдельных пластов и стратиграфических горизонтов; в) выделение в разрезах разведуемых полезных ископаемых и промышленная оценка их содержания.

2. Контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций (бурение, опробование, обсадка, испытания и т. д.).

3. Контроль эксплуатации месторождений.

4. Отбор грунтов и проб пластовых флюидов, определение пластовых давлений.

5. Перфорация обсадных колонн и торпедирование в скважинах для сообщения ствола скважины с пластом, а также для ликвидации аварий.

Комплекс геофизических исследований определяется в зависимости от поставленных геологических задач, геолого-геофизической характеристики изучаемого разреза, степени его изученности и условий скважинных измерений. Он устанавливается геологической службой головной организации, ведущей поисково-разведочные работы или добычу нефти и газа, по представлению геофизического предприятия. Комплексы включают следующие методы исследования:

а) обязательные, регламентированные приказом по отрасли применительно к каротажу опорных, параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин для изучения геологического строения разбуриваемых площадей; б) дополнительные, используемые в комплексе для решения задач, указанных в пп. 2—5, а также п. 1 с учетом целевого назначения исследуемой скважины.

Основные области применения различных видов каротажа указаны в табл. XXI.1. Обязательные комплексы составляют на основе типовых (табл. XXI.2).

Дополнительный комплекс исследований для всех скважин определяют так, чтобы по данным всего комплекса каротажа согласно задачам, поставленным в пп. 1, 3, были получены следующие результаты: а) выделена кровля каждого продуктивного горизонта, б) определено положение газожидкостного и водонефтяного контактов в разрезе всех продуктивных горизонтов, в) сделан перенос в изучаемый разрез результатов выделения и промышленной оценки продуктивных пластов в разрезах детально исследованных скважин путем опознания в изучаемом разрезе пластов, сходных с ранее исследованными.

Таблица XXI.1

Характеристика основных методов каротажа

Метод	Определяемый параметр	Назначение
Электрический каротаж (КС, БКЗ, БК, ИК)	Удельное сопротивление пласта и его прискважинной части	Корреляция разрезов, их литологическое расчленение, оценка мощности пластов, их насыщенности и подсчетных параметров
Микрокаротаж (МК, БМК)	Удельное сопротивление прискважинной части пласта	Уточнение литологического состава; оценка мощности пластов и подсчетных параметров в комплексе с другими методами каротажа
Каротаж ПС	Потенциал естественного электрического поля по скважине	Литологическое расчленение разрезов, их корреляция; оценка минерализации пластовой воды, мощности, относительной глинистости пластов
Радиоактивный каротаж:		
гамма-каротаж	γ-активность пород	Литологическое расчленение разрезов, их корреляция; определение природы радиоактивных элементов в породе, оценка глинистости пластов
нейтронный каротаж	Замедляющие и поглощающие нейтронные свойства пород, определяемые в основном содержанием водорода и элементов с аномальными нейтронными свойствами (бор, хлор и т. п.)	Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также ее изменений в прискважинной части; локализация нефте- и газоотдающих пластов при опробовании и испытании скважин
гамма-гамма-каротаж	Плотность прискважинной части пласта	Оценка плотности и пористости пластов; контроль качества цементирования, толщины обсадной колонны; определение плотности флюидов в скважине
каротаж наведенной активности	Содержание элементов с значительным ГИ наведенной радиоактивности	Отбивка ВНК, применение ограничено
применение радиоактивных изотопов	Изменение радиоактивности	Контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций (гидроразрыв и т. д.), применение ограничено
Акустический каротаж	Скорость распространения продольных и поперечных волн, а также амплитуда их затухания	Литологическое расчленение разреза; оценки пористости и насыщенности пластов, а также контроль за ее изменением в прискважинной части; контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций
Кавернометрия и профилеметрия	Диаметр скважины	Подсчет объема затрубного пространства для определения необходимого количества цемента при цементировании скважины; контроль состояния ствола скважины; получение исходных данных для интерпретации ЭК и РК; уточнение геологического разреза скважины
Инклинометрия	Угол и направление отклонения оси скважины от вертикали	Контроль направления ствола скважины; уточнение глубин залегания пластов
Газовый каротаж	Содержание углеводородных газов в промывочной жидкости и шламе	Выделение пластов, содержащих нефть и газ
Диэлектрический каротаж	Диэлектрическая проницаемость	Оценка объемной влажности

Продолжение табл. XXI.1

Метод	Определяемый параметр	Назначение
Термокаротаж	Температура	Определение температуры пород в скважине и геотермического градиента; контроль технологических операций в скважине (высота подъема цемента, выделение интервалов закачки флюидов в пласты и т. д.); определение интервалов затрубного движения флюидов; выделение интервалов притока в скважину газа, нефти, воды; контроль за эксплуатацией месторождений нефти и газа (выявление интервалов прорыва закачиваемых вод и т. п.)
Ядерный магнитный каротаж	Содержание несвязанной жидкости в поровом пространстве породы	Выделение нефте-, газо- и водонасыщенных пластов с гранулярной или кавернозной пористостью при отсутствии в них начального градиента давления; оценка пористости указанных пластов
Опробование пластов (ОПК, ИПТ)	Состав и объем флюида, пластовое давление	Выделение нефте-, газо- и водонасыщенных пластов; определение пластового давления
Определение дебита и профиля приемистости	Скорость движения флюида в стволе скважины	Выделение работающих нефте-, газо- и водонасыщенных пластов и определение поинтервального дебита; контроль поступления воды при закачке
Люминесцентный каротаж	Содержание нефти в промывочной жидкости и шл ме	Выделение пластов, содержащих нефть; разделение нефте- и газонасыщенных пластов
Механический каротаж	Скорость бурения	Приближенное литологическое расчленение разреза
Определение наклона пластов	Амплитуда ПС или кажущееся сопротивление, угол и направление отклонения оси скважины от вертикали	Определение элементов залегания пластов, применение ограничено
Отбор грунтов	Петрофизические свойства пород и их насыщение	Определение литологии, насыщенности и пористости пород, а также их состава

В интервалах залегания возможно продуктивных пластов каротаж проводят в масштабе глубин 1 : 200 или 1 : 100 (основные продуктивные пласты с $h \leqslant 1$ м), по всему разрезу скважин — 1 : 500. Комплексы исследований для решения задач, указанных в пп. 2—5, приведены в гл. XVII, XXI, XXIII.

§ 95. ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основная задача каротажа нефтяных и газовых скважин состоит в выявлении нефтегазонасыщенных пластов и их промышленной оценке. Суммарную мощность всех нефтегазонасыщенных прослоев ($w_{нг} > 0$) в исследуемом пересечении их скважиной, которые расположены в пределах контура нефтегазоносности залежи, называют нефтегазонасыщенной мощностью $h_{нг}$. Эффективной мощностью $h_{эф}$ нефтегазонасыщенных отложений называют часть $h_{нг}$, из которой возможно извлечение нефти (газа) при заданном режиме разработки залежи ($\eta_{нг} > 0$). Величина $h_{нг}$ используется для определения балансовых и забалансовых геологических запасов нефти или газа, а $h_{эф}$ — балансовых запасов, извлекаемых при заданном режиме разработки. Нефтегазонасыщенные пласты без начального градиента давления $\nu_{нг} = 0$ составляют часть $h_{эф}$, носящую название фильтрационной мощности $h_{ф}$.

Оценки $h_{нг}$ и $h_{эф}$ получаются систематически заниженными из-за ограниченной чувствительности каротажа к нефтегазонасыщению пластов, поэтому они уточняются в период разведки по данным исследований скважин, перечисленными в табл. XXI.3 и далее поясняемыми способами. На этапе промышленной разведки

Таблица XXI.2

Типовой комплекс промыслово-геофизических исследований скважин, бурящихся на нефть и газ

Скважина	Интервал исследования	Промывочная жидкость		
		Пресная ($\rho_С \geqslant 0{,}2$ Ом·м)	Соленая ($\rho_С < 0{,}2$ Ом·м)	Непроводящая[1]
Опорная, параметрическая, поисковая	Весь разрез	КС; ПС; ГК; НК; АК; Кав.; ГазК; Тер.; Инк.; ГГК[2]; ЯМК[2]	БК; ПС; ГК; НК; АК; Кав.; ГазК; Тер.; Инк.; ГГК[2]; ЯМК[2]	ИК; ГК; НК; АК; Кав.; Тер.; Инк., ГГК[2]; ЯМК[2] ;
Разведочная, эксплуатационная	То же	КС; ПС; ГК; НК; Кав.; Инк.	БК; ПС; ГК; НК; Кав.; Инк.	ИК; ГК; НК; Кав.; Инк.
Опорная, параметрическая, поисковая	Возможно продуктивная часть разреза	КС; ПС; БКЗ; БК; ИК; БМК; МК; Рез.; Кав.; ГК; НК; АК; ГГК[2]; ЯМК[2]; ОГ; ОПК; ИПТ; Нак[2].	БК; ПС; БКЗ; МБК; Рез.; Кав.; ГК; НК; АК; ИННК; ГГК[2]; ЯМК[2]; ОГ; ОПК; ИПТ; Нак[2]	ИК; Кав.; ГК; НК; ДК; АК; ИННК; ГГК[2]; ЯМК[2]; ОГ; ОП ; ИПТ; Нак.[2]
Разведочная	То же	КС; ПС; БКЗ; БК; ИК; БМК; МК; Рез.; Кав.; ГК; НК; АК; ГазК; ОГ; ОПК; ИПТ; ГГК[2]; ЯМК[2]; Тер.; Нак[2].	БК; БКЗ; ПС; БМК; Рез ; Кав ; ГК; НК; ИННК; АК; Гак.; ОГ; ОПК; ИПТ; Тер.; ГГК[2]; ЯМК[2]; Нак.[2]	То же, а также Тер.
Эксплуатационная	Продуктивная часть разреза	КС; ПС; БКЗ; БК; ИК; БМК; МК; Рез.; Кав.; ГК; НК; АК; ГГК[2]	БК; БКЗ; ПС; Кав., БМК; Рез.; АК; ГК; ИННК; НК; ГГК[2]	ИК; Кав.; ДК; ГК; НК; ИННК; АК; ГГК[2]

[1] После бурения скважины и каротажа целесообразно заменять непроводящую ПЖ на ПЖ с $\rho_ф \approx \rho_в$ и выполнять комплекс исследований, рекомендуемый для данного $\rho_С$ и назначения скважины.

[2] Применение сдерживается ограниченным выпуском аппаратуры.

Здесь ОГ — отбор грунтов; ОПК и ИПТ — опробование пластов приборами на кабеле и их испытание приборами на трубах; ГазК — газовый каротаж.

залежей лишь применение статистического способа позволяет получать оценки $h_{нг}$ и $h_{эф}$, близкие к фактическим, остальные же способы дают возможность выделять только часть $h_{эф}$ с наиболее высокими ФЕС, характеризующуюся признаками, указанными в табл. XXI.4 и XXI.5. Пласты с $\nu_{нг} = 0$ выявляются по данным каротажа путем фиксации в прискважинной части расформирования зоны проникновения (способ II), вытеснения нефти или газа флюидом с большей, чем у них вязкостью (способы I, II, IV), или по кривым восстановления давления (способ V). Пласты, у которых $\nu_{нг} \neq 0$, устанавливаются с помощью способов I, III, V.

Извлечение нефти и газа из пластов с $\nu_{нг} \neq 0$ происходит лишь при режимах разработки, обеспечивающих наибольший охват разреза вытеснением. При этом коэффициент вытеснения $\eta_{нг}$ из пластов с $\nu_{нг} \neq 0$ меньше, чем $\eta_{нг}$ из пластов с $\nu_{нг} = 0$.

I. Сопоставление результатов определений пористости различными методами каротажа

Пористость пласта по данным каротажа оценивается исходя из условия его полной водонасыщенности. С помощью методов, наименее чувствительных к нефтегазонасыщению пластов, определяют $k_{п1}$, а наиболее чувствительных к нему — $k_{п2}$. Для определения $k_{п1}$ и $k_{п2}$ можно также использовать методы с различной глубинностью исследования (ввиду наличия зоны проникновения) и методы, на показания которых нефтегазонасыщение влияет поразному. В тех случаях, когда для оценки $k_{п2}$ применяют ВДК, то устанавливают объемную влажность пластов и отождествляют ее с $k_{п2}$ (табл. XXI.6). При этом определение $k_{п}$ по данным каротажа производится согласно § 96.

Пласт нефтегазонасыщен, если

Таблица XXI.3

Способы выделения пластов, составляющих $h_{нг}$ и $h_{эф}$

Номер способа	Наименование способа	Номер таблицы, характеризующей способ	Выделение пластов для оценки мощностей	Область применения	Примечание
I	Сопоставление результатов определений пористости различными методами каротажа	XXI.6	$h_{нг}$	Изучение разрезов поисковых скважин	В отдельных случаях выделяются пласты, составляющие $h_{эф}$ (см. табл. XXI.5 и XXI.6)
II	Повторный каротаж	—	$h_{эф}$	Изучение разрезов поисковых и разведочных скважин	Пласты относятся к $h_{эф}$, если ЗП фиксируется установками с радиальной глубинностью не менее нескольких десятков сантиметров или выявлено расформирование ЗП
III	Статистический анализ геофизических и геолого-промысловых данных	XXI.7—XXI.9	$h_{нг}$, $h_{эф}$	На всех этапах проведение оценки $h_{нг}$ и $h_{эф}$	Последовательность получения исходных данных для статистической обработки дана в табл. XXI.11
IV	Каротаж — воздействие — каротаж	XXI.10	$h_{эф}$	Изучение разрезов разведочных и эксплуатационных скважин	Особенно эффективен, если известны вертикальные границы залежи (см. табл. XXI.11)
V	Применение опробователей пластов на кабеле	—	$h_{нг}$, $h_{эф}$	Изучение разрезов поисковых и разведочных скважин	Границы пластов определяют согласно данным, приведенным в табл. XXI.4

$$\Delta k_п = k_{п1} - k_{п2} > 1{,}65\sigma, \qquad \text{(XXI.1а)}$$

где

$$\sigma = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}.$$

Здесь σ_1 и σ_2 — абсолютные среднеквадратические погрешности определения величин $k_{п1}$ и $k_{п2}$.

Насыщение пластов не определено, если

$$\Delta k_п \leqslant 1{,}65\sigma. \qquad \text{(XXI.1б)}$$

Если величины σ_1 и σ_2 неизвестны, то величина σ устанавливается путем сопоставления определений $k_{п1}$ и $k_{п2}$ заведомо водонасыщенных пластов, литологически схожих с изучаемыми,

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum^{n} (\Delta k_{п\,j})^2}{n-1}},$$

где n — число пластов, для которых оценены $k_{п1}$ и $k_{п2}$.

Выделение нефтегазонасыщенных пластов возможно только при отсутствии систематических погрешностей определений $k_{п1}$ и $k_{п2}$, что проверяется путем изучения методом наименьших квадратов их связи для заведомо водонасыщенных пластов

$$k_{п1} = ak_{п2} + b.$$

Оценка коэффициентов a и b, а также σ_a и σ_b проводится по уравнениям (XXI.5—XXI.8). Если $a \neq 1 \pm 2\sigma_a$ и $b \neq \pm 2\sigma_b$, то имеют место систематические погрешности определений $k_{п1}$ и $k_{п2}$ и результаты оценки $\Delta k_п$ нельзя использовать.

Если величины σ_1 и σ_2 различны или велики ($\sigma > 0{,}1k_п$), то применяют осредненные результаты оценки $k_{п1}$ и $k_{п2}$ несколькими методами каротажа. Средние

Таблица XXI.4

Признаки, характерные для нефте- и газонасыщенных пластов, составляющих $h_{эф}$

Признак	Разрез: терригенный	Разрез: карбонатный
Низкая интенсивность естественного ГИ ($\leqslant$5 гамм)	При наличии полимиктовых отложений показания могут быть выше	При наличии в пластах битумов показания могут быть выше
Пониженная плотность по данным ГГК, г/см³	$\leqslant 2{,}4$	$\leqslant 2{,}5$
Повышенная пористость по данным НК, %	$\geqslant 10$	$\geqslant 5$
Время жизни тепловых нейтронов $\tau_{ННК}$	Повышенные значения	
Индекс свободного флюида по ЯМК	То же	
Повышенное УЭС	$\rho_п > \rho_{гл}$	$\rho_п \geqslant 40\rho_в$ при $\rho_ф > 0{,}1$ Ом·м
Пониженные показания МК	$\rho_к \leqslant 10\rho_с$	
Изменение диаметра скважины	Уменьшение	Уменьшение в пластах с гранулярной пористостью; в пластах с трещинной пористостью возможно увеличение
Отрицательная аномалия ПС	При $\rho_ф > \rho_в$	Нехарактерный признак
Пониженная скорость продольных волн, км/с	$\leqslant 3{,}5$	$\leqslant 4{,}5$
Коэффициент поглощения упругих колебаний по данным АК	Повышенные значения	
Фильтрация промывочной жидкости	То же	
Скорость бурения	«	
Зона проникновения	Имеется	

значения $k_{п.ср}$ и погрешности среднего $\sigma_{k_{п.ср}}$ вычисляют по формулам

$$k_{п.\,ср} = \frac{\sum_{i=1}^{m} \frac{k_{п\,i}}{\sigma_i}}{\sum_{i=1}^{m} \frac{1}{\sigma_i}}; \qquad \text{(XXI.2)}$$

$$\sigma_{k_{п.\,ср}} = \frac{\sqrt{m}}{\sum_{i=1}^{m} \frac{1}{\sigma_i}}. \qquad \text{(XXI.3)}$$

где m — число определений $k_{п1}$ или $k_{п2}$ для одного и того же пласта (значения $k_п$, увеличивающие $\sigma_{k_{п.ср}}$, исключаются).

В этом случае в соотношения (XXI.1а) и (XXI.1б) подставляются средние значения, а величина σ вычисляется по формуле

$$\sigma = \sqrt{\sigma_{k_{п1ср}}^2 + \sigma_{k_{п2ср}}^2}.$$

При $\sigma \leqslant 2$ % способ пригоден для выделения нефтегазонасыщенных пластов пористостью от 5 % и более.

Для выявления заведомо водонасыщенных пластов среди пластов, не охарактеризованных как нефтегазонасыщенные, необходимо выделить высокопористые наиболее однородные по данным всех методов каротажа и высокопроницаемые пласты с зоной проникновения, которые заведомо водоносны[1] при $\Delta k_п \leqslant 1{,}65\sigma$.

II. Повторный каротаж

В нефтегазонасыщенные пласты без начального градиента давления, а также в нефтенасыщенные пласты с небольшим начальным градиентом при бурении скважин проникает фильтрат промывочной жидкости, образуя зону проникновения. Протекание процесса формирования и особенно расформирования ЗП в прискважинной части позволяет выявлять пласты, входящие в $h_{эф}$, путем проведения повторного каротажа методами, показания которых зависят от $k_в$ пласта, его плотности и минерализации пластовой воды. По данным повторного ЭК, выполненного в необсаженной скважине, выделяют нефтегазонасыщенные отложения, в которых за время между замерами произошло увеличение размеров ЗП или полноты вытеснения в ней нефти (газа) фильтратом промывочной жидкости. В таких пластах по данным повторного ЭК фиксируется снижение $\rho_{зп}$ при $\rho_ф \approx$ const; пласт продукти-

[1] Пласты водоносны, если $k_в = 1$.

Таблица XXI.5

Признаки, характерные для продуктивных карбонатных пластов, составляющих $h_{эф}$

Тип пористости	Величина гранулярной пористости, %	Характерные признаки пластов: нефтенасыщенных	Характерные признаки пластов: газонасыщенных	Дополнительные признаки
Гранулярный	$\geqslant 5$	$k_{пЭК} < k_{пНК} = k_{пкерн} \leqslant k_{пАК}$; $k_{пГГК} \geqslant k_{пкерн}$	$k_{пЭК} < k_{пАК} < k_{пкерн} \leqslant k_{пАК}$; $k_{пГГК} > k_{пкерн}$	В газонасыщенных породах повышенное затухание упругих волн, а также признаки, перечисленные в табл. XXI.4
Трещинный	<5	$k_{пАК} \geqslant k_{пкерн} = k_{пНК} < k_{пБМК}$; $k_{пГГК} \geqslant k_{пкерн}$	$k_{пАК} \geqslant k_{пкерн} = k_{пНК} < k_{пБМК}$; $k_{пГГК} \geqslant k_{пкерн}$	Повышенное значение коэффициента затухания ультразвуковых, особенно поперечных волн; существенные вариации показаний БК и МБК при практически постоянных показаниях НК; диаметр скважины увеличенный или номинальный, максимумы ПС; увеличение трещиноватости в прискважинной части пласта; поглощение глинистого раствора; изменение $\rho_{зп}$ при повторном БК и применении метода двух растворов
Трещинный	$\geqslant 5$	$k_{пАК} \geqslant k_{пкерн} = k_{пНК}$; $k_{пкерн} > k_{пЭК} < k_{пБМК}$; $k_{пНК} \geqslant k_{пЭК}$; $k_{пГГК} \geqslant k_{пкерн}$	$k_{пАК} > k_{пкерн} > k_{пНК}$; $k_{пкерн} > k_{пЭК} < k_{пНК}$; $k_{пНК} < k_{пБМК}$; $k_{пГГК} > k_{пкерн}$	То же; в прискважинной зоне высокая остаточная нефте-газонасыщенность, а также признаки пластов с гранулярной пористостью (см. табл. XXI.4)
Кавернозный	<5	$k_{пАК} \geqslant k_{пкерн} < k_{пНК}$; $k_{пНК} > k_{пЭК} < k_{пкерн}$; $k_{пНК} > k_{пАК}$; $k_{пГГК} > k_{пкерн}$	$k_{пАК} \geqslant k_{пкерн} < k_{пНК}$; $k_{пЭК} < k_{пкерн}$; $k_{пНК} \geqslant k_{пАК}$; $k_{пГГК} > k_{пкерн}$	Существенные вариации показаний на кривых НК, ГГК; повышенное содержание гипса при переслаивании ангидритов и известняков; если в пластах развита и трещинная пористость, то в них отмечается сильное затухание продольных волн, в таких породах оценки $k_{пЭК}$ не представительны
Кавернозный	$\geqslant 5$	То же	То же	То же; глинизация прискважинной зоны, а также признаки пластов с гранулярной пористостью (см. табл. XXI. 4), повышенное содержание доломитов

Примечание. $k_{пЭК}$, $k_{пАК}$, $k_{пНК}$, $k_{пГГК}$, $k_{пБМК}$, $k_{пкерн}$ — пористость по данным соответственно электрического, акустического, нейтронного, гамма-гамма-каротажа, бокового микрокаротажа и образцам керна.

Таблица XXI.6

Выделение нефтегазоносных пластов путем сопоставления результатов определений пористости различными методами каротажа

Метод, используемый для определения $k_{п1}$	Метод, используемый для определения $k_{п2}$	Методические указания	Объект исследования: рекомендуемый	Объект исследования: не рекомендуемый
		Необсаженная скважина		
ПГГК, АК, ННК или НГК; двухзондовый ИНК; ЭК ближней зоны (БМК, малые зонды БКЗ), ЯМК, образцы* керна	ЭК, обеспечивающий исследование не измененной проникновением части пласта (большие зонды БКЗ, ИК, БК) или зоны проникновения (БКЗ, БК); ВДК	Для оценки $k_{п2}$ по ЭК используется уравнение $k_п = \sqrt[n]{a\rho_{вф}/\rho}$, (XXI.12) где $1/\rho_{вф} = (1-\Delta)/\rho_ф + \Delta/\rho_{пв}$. Здесь ρ и $\rho_{вф}$ — УЭС соответственно исследуемой зоны пласта и насыщающей ее жидкости; n — структурный коэффициент, определяемый по измерениям водонасыщенных кернов (в гидрофильных породах $n \approx 2$); a — коэффициент, характеризующий поверхностную проводимость (при минерализации пластовой воды более 30 г NaCl на 1 л $a > 0{,}5$ и его изменения можно не учитывать); Δ — часть порового пространства, заполненная пластовой водой (в пластах с низким содержанием глинистого материала $\Delta \leqslant 0{,}1$, с ростом глинистости, особенно в полимиктовых пластах, величина Δ приближается к 1). Для пластов, залегающих выше ГВК или ВНК, при оценке $k_{п2}$ используется наибольшее УЭС по данным ЭК и величина $\rho_{пв}$. Эффективность выделения повышается с ростом $\rho_ф/\rho_{пв}$. При оценке $k_{п1}$ и $k_{п2}$ по ЭК, если нет данных о величине Δ, сопоставляются $\rho_п$ и $\rho_{зп}$; последнее целесообразно определять по МБК. Вычисляют $\Delta\rho$ по формуле $$\Delta\rho = \frac{\frac{\rho_п}{\rho_{зп}} - \frac{\rho_{пв}}{\rho_ф}}{1 - \frac{\rho_{пв}}{\rho_ф}}$$ Пласт заведомо нефтегазонасыщен, если $\Delta\rho > 1$; пласты с ЗП нефтегазонасыщены при $\Delta\rho \geqslant 0{,}3$ В карбонатном неглинистом разрезе при $\rho_{пв} = \text{const}$ графически сопоставляются $\lg\rho_п$ и показания НК или АК; по заведомо водонасыщенным пластам находят среднюю линию корреляции и ограничивающие линии. Продуктивные пласты характеризуются повышенным $\rho_п$ при данных показаниях НК или АК	Малоглинистые ($q_{гл} < 0{,}2$) пласты с гранулярной пористостью, гидрофобные при $k_{нг} \geqslant 50$ % и $\rho_{пв} \leqslant 0{,}1$ Ом·м. Кавернозные пласты, если известно положение границ раздела разных флюидов ($k_{п2}$ занижается из-за нефтегазонасыщения и кавернозности; 100 %-ная водонасыщенность кавернозных пластов выше контакта маловероятна). Высокопористые и высокопроницаемые породы с $h \geqslant 2$ м и $\rho_ф \leqslant 3\rho_{пв}$ при оценке $k_{п2}$ по зоне проникновения. При определении $k_{п2}$ по ВДК — трещиноватые породы с нефтегазонасыщенным блоком. При оценке $\Delta\rho$, если $\rho_ф/\rho_{пв} \leqslant 5$	Слоистые разрезы, маломощные пласты, для которых нельзя определить $\rho_п$. Трещиноватые и загипсованные, а также сильно глинистые породы. Пласты с непредельной нефтегазонасыщенностью (разделение пластов на нефте- и газонасыщенные). Объекты с существенным различием величин $\rho_{пв}$ и $\rho_ф$ при их высоких абсолютных значениях (минерализация менее 30 г NaCl на 1 л). Плотные породы, в которых происходит растрескивание в прискважинной части в результате бурения при оценке $k_{п1}$ по ЭК

Продолжение табл. XXI.6

Метод, используемый для определения		Методические указания	Объект исследования	
$k_{п1}$	$k_{п2}$		рекомендуемый	не рекомендуемый
		Если величина $\rho_в$ неизвестна, то по данным РК или АК оценивают $k_{п1}$, затем через $\rho_п$ и $\rho_{пп}$ (ρ_Δ рассчитывают по уравнению (XXI.12) соответственно величины $\rho_{вф1}$ и $\rho_{вф2}$ и путем сопоставления их с $\rho_ф$ и $\rho_{пв}$, полученным по региональным картам минерализации или кривым ПС, определяют характер насыщения пластов. Пласты водоносны, если $\rho_{вф1} \leqslant 2\rho_{пв}$ и $\rho_{вф2} < \rho_ф$; пласты нефтегазоносны, если $\rho_{вф1} > 3\rho_{пв}$, а $\rho_{вф2} \geqslant \geqslant \rho_ф$. В песчано-глинистом разрезе пласты с глинистостью более 10 % нефтегазоносны при $\rho_{вф1} > 2\rho_{пв}$ и $\rho_{вф2} \geqslant \rho_ф$ Если величина $\kappa_{п1}$ определена по керну, то можно оценить насыщенность путем ее сравнения с $k_{п2}$, установленной по методикам, указанным в графах 1 и 2. Это осуществляется особенно успешно для карбонатных газонасыщенных пластов В карбонатном разрезе, а также в скважинах, пробуренных на безводных растворах, для оценки $k_{п2}$ используют ВДК [38] На практике, особенно при изучении карбонатных отложений, часто применяют графическое сопоставление УЭС в логарифмическом масштабе или ε по ВДК и показаний НК, АК или ГГК. При этом линию корреляции между указанными величинами и полосу разброса восстанавливают по заведомо водонасыщенным пластам. В продуктивных пластах УЭС выше, а ε ниже, чем в водонасыщенных с аналогичными показаниями НК, АК или ГГК. Удовлетворительные результаты получают при условии, что $\rho_{пв}$ незначительно изменяется с глубиной, пласты имеют небольшое содержание глинистого материала и выдержанную литологию		
ПГГК; АК	ННК или НГК; двухзондовый НГК	Выявляется газонасыщенность зоны проникновения, с которой связано уменьшение плотности, содержания водорода и скорости распространения упругих волн в пластах	Пласты с объемной газонасыщенностью более 0,1 при пластовом давлении менее 30 МПа	Нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты при кольматации прискважинной части пласта; сильно глинистые пласты
		Обсаженная скважина		
НГК, низкочастотный АК	ИНК	Применяется преимущественная зависимость показаний НГК от содержания водорода, АК от плотности пород и ИНК от содержания хлора	Пласты с объемной нефтенасыщенностью более 0,05 и низкой глинистостью, насыщенные водами с минерализацией более 100 г NaCl на 1 л	Пласты, содержащие элементы с большим сечением поглощения нейтронов. Нефтенасыщенные породы при низкой минерализации пластовой воды; глинистые отложения. Газонасыщенные породы при пластовом давлении менее 20 МПа
НГК при $L=35 \div 40$ см или НКТ при $L=30 \div 40$ см	НГК при $L \geqslant 70$ см	Применяется зависимость показаний НГК от плотности пород. С увеличением размера зонда чувствительность НГК к плотности возрастает, что приводит к снижению $k_{п2}$ по отношению к $k_{п1}$. Каротаж целесообразно проводить через 2—4 недели после обсадки скважины	Газонасыщенные породы с высокой объемной газонасыщенностью ($\omega_г \geqslant 0{,}1$). Разрезы, вскрытые на нефильтрующихся ПЖ (каротаж может быть эффективно проведен и до обсадки скважины)	Нефтенасыщенные породы
		Необсаженная при определении $k_{п1}$ и обсаженная скважины при *оценке $k_{п2}$*		
ПГГК; АК; ННК *или* НГК; двухзондовый ИНК; ЭК ближней зоны; ЯМК, образцы керна	НГК, МНК, ИНК *или* двухзондовый ИНК; низкочастотный АК	Используется влияние изменений $k_{п1}$ и минерализации жидкости в прискважинной части пласта на $k_{п2}$ в результате *расформирования зоны проникновения*. В пластах с неизвестным литологическим составом или высокой глинистостью $k_{п1}$ и $k_{п2}$ определяются по методам каротажа, на показания которых литологический состав влияет одинаково. Наиболее эффективно оценивать $k_{п2}$ по данным каротажа, проведенного непосредственно при гидродинамических испытаниях исследуемого интервала	Газонасыщенные пласты с $v_г = 0$; нефтенасыщенные пласты, в которых различие объемных содержаний хлора при оценках $k_{п1}$ и $k_{п2}$ превышает 0,25	Низкопроницаемые породы, в которых зона проникновения долго не расформировывается

* Пласты относят к $h_{эф}$, если их нефте-, газонасыщение установлено по $k_{п1}$, определенному с помощью ЭК или ЯМК, а также пласты со вторичной пористостью (см. табл. XXI.5). Пласты, залегающие выше ГВК или ВНК, относятся к $h_{ф1}$, если в них по ЭК фиксируется ЗП $|\rho_{зп} - \rho_п| > 2\sigma$, где $\sigma = \sqrt{\frac{\sum^{n} (\rho_{1i} - \rho_{2i})^2}{n-1}}$. Здесь $\rho_{зп}$ устанавливается по малым зондам БКЗ, БК или потенциал-зонду с $AM \leqslant 0{,}5$ м; для газонасыщенных пластов и по БМК; $\rho_п$ — по БКЗ, ИК или БК; ρ_{1i}, ρ_{2i} — величины УЭС i-го пласта, в котором заведомо нет ЗП (глины, плотные пласты и т. п.), полученные установками, используемыми соответственно для оценки $\rho_{зп}$ и $\rho_п$. При использовании нескольких установок для оценки $\rho_{зп}$ и $\rho_п$ пласты с ЗП выявляются по уравнению (XXI.12). Зону проникновения удается фиксировать в пластах с $h \geqslant 0{,}8$ м при $k_{пр} \geqslant 10^{-11}$ м² в песчано-глинистом разрезе и при $k_{пр} \geqslant 10^{-10}$ м² в карбонатном; при $k_{нг} \geqslant 80$ % и $\rho_ф \approx \rho_{пв}$; при $k_{нг} \leqslant 60$ % и $\rho_ф / \rho_{пв} \geqslant 10$.

вен, если соблюдается условие (XXI.10). Преимущественно используют данные БК, БМК, ИК, малые зонды БКЗ. Целесообразно применять несколько различных модификаций (зондов) ЭК, чтобы выделять небольшие изменения $\rho_{зп}$, пользуясь критерием (XX 1.11). При неизвестных вертикальных границах залежи (кровля, ГЖК или ВНК) выделение $h_{эф}$ эффективно, когда $\rho_ф \approx \rho_в$; если известны границы залежи, то $h_{эф}$ хорошо устанавливается при $\rho_ф/\rho_в > 5$. Первый замер повторного ЭК целесообразно проводить в первые сутки после вскрытия исследуемого интервала, а второй — через наиболее длительное время после первого каротажа ($\geqslant 5$ сут). Если скважинные условия в обоих случаях неизменны и каротаж проведен прокалиброванным прибором в одинаковых масштабах, то в первом приближении нефтегазонасыщенные пласты выделяют наложением друг на друга диаграмм каждого замера. Признаком пласта, слагающего $h_{эф}$, является снижение $\rho_к$ не менее чем на 10 % при повторном каротаже ($\rho_ф \geqslant \rho_в$). В водонасыщенных пластах при этом фиксируется рост или постоянство $\rho_к$.

В обсаженной скважине используют низкочастотный АК и НК (комплекс НГК-70 и ТННК-50 или МНК) при выделении газонасыщенных пород, а ИННК — нефте- и газонасыщенных пластов в карбонатном разрезе ($p_{пл} \geqslant 20$ МПа). Первый каротаж после обсадки скважины целесообразно выполнять не позднее чем через трое суток после цементирования скважины, последующие примерно через месяц и далее с интервалом около двух месяцев до перфорации исследуемого интервала или завершения процесса расформирования ЗП (см. § 2).

Обработка данных повторного каротажа проводится в следующей последовательности.

1. В показания каротажа вносят поправки, исключающие различные влияния скважины на измеряемые величины при первом и втором замерах (см. гл. VI, VII) и [100].

2. По результатам измерении против опорных пластов с заведомо неизменившимся насыщением за время между замерами (глины, плотные породы) определяют параметры a и b линейной зависимости:

$$y = ax + b, \qquad \text{(XXI 4)}$$

связывающей исправленные (см. п. 1) показания при первом x и повторном y каротаже, а также погрешности определения указанных параметров

$$a = \frac{n\sum_{}^{n} x_i y_i - \sum_{}^{n} x_i \sum_{}^{n} y_i}{n\sum_{}^{n} x_i^2 - \left(\sum_{}^{n} x_i\right)^2}; \qquad \text{(XXI.5)}$$

$$b = y_{ср} - a x_{ср};$$

$$y_{ср} = \frac{1}{n}\sum_{}^{n} y_i; \quad x_{ср} = \frac{1}{n}\sum_{}^{n} x_i; \qquad \text{(XXI.6)}$$

$$\sigma_a = \frac{\sigma_v}{\sqrt{\sum_{}^{n}(x_i - x_{ср})^2}}; \qquad \text{(XXI.7)}$$

$$\sigma_b = \sigma_v \sqrt{\frac{\sum_{}^{n} x_i^2}{n\sum_{}^{n}(x_i - x_{ср})^2}}. \qquad \text{(XXI.8)}$$

Далее определяют дисперсию зависимости (XXI.4)

$$\sigma_v^2 = \frac{\sum_{}^{n}(\Delta y_i)^2}{n-2}, \qquad \text{(XXI.9)}$$

где n — число опорных пластов; x_i и y_i — показания против опорных пластов при первом и втором каротаже; $\Delta y_i = y_i - y_{pi} = y_i - ax_i - b$.

Относительное среднеквадратическое отклонение $\sigma_v/y_{p.ср}$ не должно превышать 5 % при использовании стационарного НК и АК, 10 % — импульсного, 15 % — ЭК. Эти условия выполняются, если измерения проводятся стандартизированной и калиброванной аппаратурой одного и того же типа с надлежащей точностью измерений: при ТННК и НГК, а также АК(Δt) погрешность сопоставляемых измерений не должна превышать 3 % [14]. Погрешность определений τ или λ по данным ИНК не должна превышать 5 %, а α_p и α_S по АК и $\rho_{зп}$ по ЭК — 10 %.

3. По значениям a и b показания x_j против каждого из исследуемых пластов приводят к условиям повторного каротажа y_{pj}, а затем выделяют пласты с изменившимся за время между замерами насыщением, для которых

$$|y_j - y_{p\,j}| > 2\sigma_v. \qquad \text{(XXI.10)}$$

Если погрешности данных каротажа для различных пластов сильно различаются, то для построения уравнения (XX1.4) используют методы конфлюентного анализа. При этом обработка материалов повторного каротажа усложняется и требует использования ЭВМ [98].

Чувствительность способа повторного каротажа к выделению нефтегазонасыщенных пластов может быть увеличена путем проведения при каждом каротаже многократных измерений или нескольких пар повторного каротажа. В первом случае обработке, указанной в п. 2, подвергаются диаграммы, полученные в результате усреднения измерений против каждого пласта по формулам (XXI.2) и (XXI.3). Во втором случае критерием выделения пластов с изменившимся насыщением служит неравенство

$$\sum_{j=1}^{m}\left(\frac{y_{jk} - y_{p\,ik}}{\sigma_{v_k}}\right)^2 > \varkappa_m^2, \qquad \text{(XXI.11)}$$

где m — число пар независимых повторных каротажей; j — номер пласта; k — номер пары каротажа.

Значения числа $\varkappa_m^2$ зависят от числа m следующим образом:

m	2	3	4	5	6
$\varkappa_m^2$	5,99	7,82	9,49	11,07	12,59

По данным повторного каротажа необсаженной и обсаженной скважин наиболее эффективно выделяются гидрофильные нефтегазонасыщенные пласты и особенно пласты, расположенные в переходной зоне, так как ЗП в них быстро расформировывается.

Для нефтегазонасыщенных пластов с использованием соотношений (XXI.10, и (XXI.11) определяют $\Delta k_{нг}$ (см. § 100), а при достаточном объеме измерений НК после обсадки скважины — время t изменения водонасыщенности ЗП от критической до начальной, а для неоднородных газонасыщенных пластов — и величину $\omega_г$ (см. § 99). Оценки $\Delta k_{нг}$ и t используют для группирования пластов по ФЕС (см. § 99). Для определения t строят график зависимости приведенных к одному масштабу [согласно уравнению (XXI.4)] показаний НК от времени с момента обсадки скважины; t соответствует времени стабилизации показаний НК.

III. Способ статистического анализа геофизических и геолого-промысловых данных

Данные каротажа используют для переноса на все продуктивные пласты исследуемого разреза геолого-промысловой информации о нефтегазонасыщенности или возможной нефтегазоотдаче отдельных, подробно изученных пластов. Эта информация образует исходную выборку (ИВ). По ней устанавливают граничные (критические) значения геофизических параметров $П_{кр}$, разделяющие нефтегазонасыщенные и водонасыщенные пласты, а также пласты, слагающие $h_{эф}$ при заданном режиме разработки и не составляющие $h_{эф}$.

Параметр $П_{кр}$ определяют в результате решения регрессионной (вариант III.1) или классификационной (вариант III.2) задачи [13, 20, 98]. Вариант III.1 применяют при оценке $h_{эф}$, а III.2 при оценке $h_{нг}$ и $h_{эф}$ по одной и той же схеме.

В песчано-глинистом разрезе, а также в карбонатном, сложенном пластами с гранулярной пористостью, перед выделением нефтегазонасыщенных пластов выявляются и не рассматриваются в дальнейшем плотные породы и глины (см. § 92).

III.1. Регрессионная оценка $П_{кр}$. В неоднородных по ФЕС разрезах при наличии большого объема поинтервальных испытаний пластов $П_{кр}$ определяют путем сопоставления результатов каротажа с удельным коэффициентом продуктивности $q_{пр}$, полученным по промысловым данным. Для этого находят параметры регрессии данных каротажа $П$ от $q_{пр}$ и предельное значение $П$, соответствующее $q_{пр}=0$, принимают за $П_{кр}$. Способ эффективен, если пласты не содержат вязко-пластичную нефть, а результаты испытаний локализованы по каротажу (см. § 86, 100).

В пластовых залежах, сложенных преимущественно однородными по $k_{пр}$ продуктивными отложениями, при оценке $h_{эф}$ используют значение расчетной критической проницаемости $k_{пр}$. В основу этого способа положено представление о нижнем пределе экономически рентабельного дебита нефти $Q_н^*$ или газа $Q_г^*$, который принят для данного района. С этой целью для типичных значений нефтегазонасыщенной мощности $h_{нг}$ исследуемой залежи и депрессии Δp для газовых залежей $p_{пл}^2 - p_{заб}^2$, при которой выполняется опробование и в дальнейшем будет проводиться эксплуатация залежи, рассчитывают граничное значение удельного коэффициента продуктивности $q_{пр}^*$, соответствующее Q^*, по формуле

$$q_{пр.\,н}^* = Q_н^*/h_н\,\Delta p;$$

$$q_{пр.\,г}^* = Q_г^*/h_г\left(p_{пл}^2 - p_{заб}^2\right).$$

Далее вычисляют критическую величину $k_{пр}$, характеризующую границу коллектор — неколлектор, по формуле

$$k_{пр}^* = \left(\mu q_{пр}^* \ln\frac{R_к}{r_с}\right)\Big/ 2\pi,$$

где $R_к$ — радиус контура питания скважины; $r_с$ — радиус скважины; μ — вязкость нефти (газа).

По корреляционным связям $k_{пр}$ с геофизическими параметрами находятся граничные значения данных каротажа, соответствующие $k_{пр}^*$. Полученная таким образом критическая проницаемость $k_{пр}^*$ является условной, соответствующей принятому Q^*, т. е. современному техническому уровню и экономике разработки месторождения нефти или газа. Оценки величин $k^*_{пр}$ для ряда нефтегазодобывающих районов показали, что ее расчетные значения для нефтеносных и газоносных объектов существенно отличаются, так, у последних $k_{пр}^*$ приблизительно на порядок меньше. Для нефтеносных коллекторов различных районов $k_{пр}^*$ изменяется в пределах $(1-10)\cdot 10^{-15}$ м^2.

III.2. Классификационная оценка $П_{кр}$. Этот способ применим, когда число сопоставлений промысловых сведений о нефтегазонасыщенности (нефтегазоот даче) с

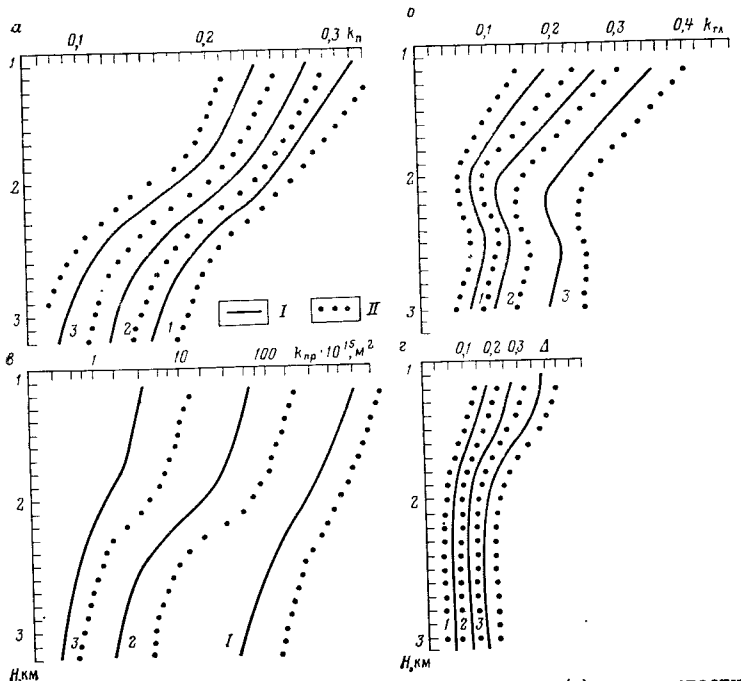


Рис. XXI.1. Графики изменения с глубиной пористости (*а*), глинистости (*б*), проницаемости (*в*) и коэффициента смешения Δ для полимиктовых продуктивных отложений мелового возраста Западной Сибири по данным В. Х. Ахиярова (*г*). *1—3* — песчаники, алевролиты и глинистые алевролиты. *I* — средние значения; *II* — ограничивающие ($\pm\sigma$)

данными каротажа достаточно для получения двух статистически представительных выборок пластов — нефтегазонасыщенной (или слагающих $h_{эф}$) и непродуктивной (или не принадлежащих к $h_{эф}$)[1]. Каждая из этих исходных выборок должна содержать не менее 40 пластов.

Правило классификации устанавливают с помощью ЭВМ при значительных вариациях коллекторских свойств продуктивных пластов. С этой целью для каждого пласта ИВ определяют характерные показания каждого метода каротажа. Для уменьшения погрешностей, обусловленных недоучетом влияния скважинных условий и погрешностей измерений, целесообразно выражать показания в безразмерных величинах (отношение показаний каротажа против исследуемого пласта и пласта со стабильными свойствами — глин, ангидритов и т. п.). В число признаков пласта включают сведения о минерализации пластовых вод, мощности пласта, его удалении от подошвы по крышки, параметрах вмещающих пород и промывочной жидкости, длительности бурения.

[1] При оценке $h_{нг}$ могут использоваться промысловые данные, результаты каротажа, если его замеры однозначно характеризуют насыщение пластов, материалы работ с опробователями пластов на трубах и кабеле. При оценке $h_{эф}$ ИВ комплексируют по данным способов I, II, IV, V.

Из каждой ИВ случайным образом выбирают не менее чем по 30 пластов, по которым с помощью ЭВМ по соответствующим программам [20, 105, 114] вырабатывают решающее правило классификации — совокупность признаков нефтегазонасыщенного и водонасыщенного пластов. Далее уточняют необходимый комплекс промыслово-геофизических исследований путем последовательного исключения из ИВ отдельных методов и выявления таким путем тех из них, показания которых не столь необходимы для установления характера насыщения пластов.

Оставшиеся пласты в ИВ, не использованные на этапе обучения ЭВМ, утилизируются для экзамена на правильность классификации. По результатам экзамена оценивается надежность решения задачи разделения пластов по насыщению, которая не должна быть ниже 0,9.

Выборку для обучения несколько раз изменяют частично или полностью (в зависимости от ее объема) для проверки надежности выработанного правила классификации и каждый раз проводят экзамен. Устойчивый процент правильных ответов при экзамене является показателем надежности.

В случае получения низкого процента правильных ответов ИВ разделяют на классы по литологическому признаку (см. табл. XX.2 и XX.3) или близости коллекторских свойств и решают задачу о насыщении пластов для каждого класса отдельно.

Если не удается получить удовлетворительное правило классификации при оценке $h_{эф}$, то предварительно по данным наиболее информативных методов каротажа [в терригенном разрезе ЭК и ГК (ПС) или ЭК и НК (ГГК), в карбонатном ЭК и НК (АК)] выделяются пласты с наивысшими ФЕС в разрезе, слагающие $h_{эф}$ (см. табл. XXI.4, XXI.5), а затем из оставшихся пластов по изложенным правилам выделяются пласты, слагающие $h_{эф}$. Такое итерационное решение задачи эффективно, так как обеспечивает получение более однородной выборки пластов, составляющих $h_{эф}$, и ее проще выделить с помощью классификационных программ при ограниченном объеме выборок. Если необходимо, то уточнение оценок $h_{эф}$ проводится методом группирования (см. § 99).

В основном нефтегазопромысловом регионе страны — Западной Сибири — продуктивные полимиктовые отложения подразделяют на три класса: I — песчаники, II — алевролиты, III — глинистые песчаники и глинистые алевролиты. Для каждого класса установлены вероятные значения коллекторских свойств пластов в зависимости от глубины их залегания (рис. XXI.1). Разделение пород на классы проводится по пористости пластов, установленной по каротажу (АК, НК) и гли-

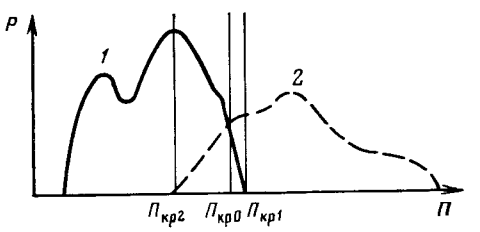


Рис. XXI.2. Разделение пластов по одному параметру *П*.

1, 2 — первая и вторая (нефтегазонасыщенные пласты) совокупности, $П_{кр1}$, $П_{кр2}$, $П_{кр0}$ — критические значения параметра; *p* — вероятность в %

Таблица XXI.7

Критерии нефтегазонасыщенности полимиктовых отложений Западной Сибири (по В. Х. Ахиярову)

Класс	Характер насыщенности пластов		
	Нефте- или газонасыщенный	Водонасыщенный	Не определен
I	$\rho_п \geqslant 3\rho_{вп}$	$\rho_п \leqslant 2\rho_{вп}$	$3\rho_{вп} > \rho_п > 2\rho_{вп}$
II	$\rho_п \geqslant 2\rho_{вп}$	$\rho_п \leqslant 1{,}2\rho_{вп}$	$2\rho_{вп} > \rho_п > 1{,}2\rho_{вп}$
III	$\rho_п \geqslant 1{,}2\rho_{вп}$	$\rho_п \leqslant \rho_{вп}$	$1{,}2\rho_{вп} > \rho_п > \rho_{вп}$

Таблица XXI.8

Критические значения УЭС неглинистых песчаников

Минерализация пластовой воды по NaCl, г/л	$k_п$, %	$\rho_{кр}$, Ом·м, при температуре пласта, °С						
		38	52	65	80	93	121	150
25	5	460	380	310	260	230	180	155
	10	105	84	68	58	52	41	35
	15	40	36	29	24	22	17	14
	20	23	18,5	15,5	13	10,5	9,0	7,8
	25	14.5	12,0	9,6	8,2	7,2	5,7	5,0
	30	9,6	7,8	6,5	5,5	4,8	3,9	3,4
	35	7,2	5,7	4,6	4,0	3,5	2,7	2,4
50	5	225	195	160	138	120	97	81
	10	55	44	37	31	26,5	21	18
	15	21,5	18	15,5	13	11,2	9,0	7,6
	20	12,5	9,8	8,3	7,1	6,0	4,9	4,1
	25	7,7	6,2	5,2	4,5	3,8	3,1	2,5
	30	5,2	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,75
	35	3,7	2,9	2,5	2,1	1,8	1,4	1,2
75	5	170	150	115	97	85	67	57
	10	38	34	25,5	22	19,5	15,0	12,7
	15	16,2	14,0	11,0	9,3	8,1	6,0	5,4
	20	8,6	7,5	5,8	4,9	4,4	3,4	2,9
	25	5,4	4,8	3,7	3,15	2,7	2,15	1,75
	30	3,7	3,2	2,45	2,10	1,8	1,45	1,20
	35	2,5	2,3	1,75	1,45	1,3	1,0	0,85
100	5	130	112	90	73	64	51	44
	10	30	25	20	17	14,5	11,5	10
	15	13,5	10,5	8,5	7	6,2	4,9	4,0
	20	6,5	5,6	4,5	3,8	3,4	2,6	2,3
	25	4,3	3,6	2,8	2,4	2,1	1,6	1,4
	30	2,8	2,4	1,9	1,6	1,5	1,15	0,95
	35	2,1	1,7	1,35	1,15	1,05	0,78	0,68
200	5	82	65	59	46	40	32	27
	10	18,5	14,5	13,2	10,5	9,0	7,3	6,3
	15	7,7	6,1	5,8	4,4	3,8	3,5	2,6
	20	4,1	3,3	2,6	2,3	2,0	1,6	1,35
	25	2,6	2,1	1,85	1,5	1,2	1,05	0,86
	30	1,75	1,4	1,25	1,0	0,8	0,68	0,58
	35	1,25	1,0	0,9	0,73	0,6	0,49	0,42

Таблица XXI.9

Критерии оценки нефтегазонасыщенности пластов с гранулярной пористостью по данным электрического каротажа

Объект исследования	Критерий насыщенности	Особенность методики	Условие и область эффективного применения методики
Пласты с объемной глинистостью $k_{гл}<0,1$	Пласт нефтегазоносен: $\rho_п \geqslant \rho_{п.кр}$; (а) $\rho_Δ/\rho_{зп.вп}>2$; (б) пласт водоносен: $\rho_п \leqslant \rho_{пкр_2}$; (в) $\rho_{зп}/\rho_{Δвп}<1,4$; (г) $\rho_п \leqslant 40\ \rho_{пв}$; (д) насыщение не определено: $\rho_{п.кр_2}<\rho_п<\rho_{п.кр_1}$; (е) $\rho_Δ/\rho_{Δвп}=1,4\div 2,0$, (ж) где $\rho_{Δвп}$ — усредненное УЭС ЗП заведомо водонасыщенных пластов (с тем же $\rho_{пв}$) в исследуемой скважине	По данным ГК или ПС определяют $k_{гл}$, а по НК, ПГГК или АК — $k_п$ исследуемого пласта в предположении, что пласт водонасыщен (см. § 96) Если можно установить УЭС изучаемого пласта, то используют уравнения (а), (в), (д), (е), в противном случае определяют УЭС ЗП $\rho_{зп}$ и применяют уравнения (б), (г), (ж). Если можно рассчитать $\rho_{вп}$, то используют уравнения (а), (в), (е), заменив $\rho_п$ на $P_н$, причем при отсутствии сведений о величине $P_{н.кр}$, ее принимают равной 4	$k_{гл} \leqslant k_{кр}$, $k_п \geqslant k_{п.кр}$; постоянство минерализации пластовых вод в пределах исследуемых пластов и пластов, по которым установлено $\rho_{п.кр}$; нормальность кривых распределения $k_п$ и $k_{гл}$ в этих пластах
Гидрофильные пласты с распределенным глинистым материалом при $k_{гл} \leqslant 0,2$*	То же, только с заменой $\rho_п$ на $P_н$ в уравнениях (а), (в), (е)	По данным НК, ПГГК или АК устанавливают $k_{пi}$, по ПС или ГК — $k_{глi}$, затем рассчитывают по формулам: $P_{н\ кр} \approx \dfrac{k_п^2 k_{гл} + 0,2\left(k_п - k_{гл}\right)}{k_п^2 k_{гл} + 0,02\left(k_п - k_{гл}\right)}$; (з) $\dfrac{1}{\rho_{вп}} = \dfrac{k_{гл}^2}{\rho_{гл}} + \dfrac{1 - k_{гл}}{P\rho_в}$. (и) Расчет $\rho_{вп}$ по уравнению (и) проводят при $C<25$ г/л по NaCl. Если $C>25$ г/л, то $\rho_{вп}$ определяют по данным каротажа заведомо водонасыщенных пластов той же глинистости	Известны величина и тип глинистости. Гидрофильные песчаники со скелетной пористостью $\geqslant 20$ %, минерализация пластовых вод $C \geqslant 50$ г/л по NaCl
Пласты со слоистым глинистым материалом или смешанным типом глинистости	Пласт нефтегазонасыщен: $\rho_п \geqslant \rho_{гл}/k_{гл}$; (к) пласт водоносен: $\rho_п < \rho_{гл}$; (л) при $P\rho_{пв}/\rho_{гл} \leqslant 1$ используются уравнения (а), (в), (е), (к), (л), если $P\rho_{пв}/\rho_{гл}>1$ — уравнения (а), (в), (е) с заменой $\rho_п$ на $P_н$	По ПС или ГК устанавливают $k_{гл}$. Если тип глинистости неизвестен, применяют уравнения (к) и (л). При использовании уравнений (а), (в), (е) принимают, что $\rho_{кр} = \rho_{гл}\sqrt{1/k_{гл}}$ (м)	Известность типа глинистости, $\rho_{гл}$ и данных для расчета УЭС водоносных пластов со слоистой глинистостью. Высокопористый песчано-глинистый разрез; переслаивание глин с пластами, имеющими $k_п \geqslant 20$ %, $k_{гл}<0,1$ и $k_в \leqslant 0,3$; пластовые воды низкой минерализации ($C<25$ г/л по NaCl). Отсутствие в разрезе плотных пластов

Если мал объем выборок, по которым установлены значения $\rho_{кр}$ или $P_{н.кр}$, то используют уравнения (з) и (м).

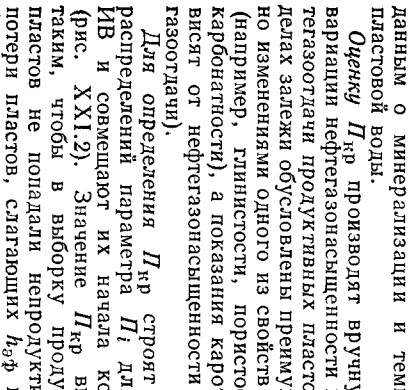


Рис. XXI.3. Выделение нефтегазонасыщенных пластов в терригенном разрезе в результате сопоставления $E_S = \Delta U_{ПС}/v$ и $\rho_{пл}/\rho_п$ по данным, приведенным в работе [23].

1—3 — пласты соответственно нефтегазонасыщенные, с неопределенным насыщением и водонасыщенные; цифр кривых $k_{ПС1} = k_{ПС18} \times (t+273)/291$ (в мВ) при различных температурах пласта ($k_{ПС18} \leqslant 70$ мВ)

нистости, определенной по ПС и ГК (см. § 96).

После оценки принадлежности исследуемого пласта к одному из трех классов определяют его нефтегазонасыщенность по ЭК согласно критериям, приведенным в табл. XXI.7. При этом

$$\rho_{вп} = \rho_{пв}/k_{п.ср}^m,$$

где $k_{п.ср}$ — средняя вероятная пористость пласта данного класса на исследуемой глубине (см. рис. XXI.1); m — коэффициент, величина которого различна для пород разных классов; $\rho_{пв}$ — УЭС пластовой воды по каротажу (см. § 96) или данным о минерализации и температуре пластовой воды.

Оценку $П_{кр}$ производят вручную, если вариации нефтегазонасыщенности или нефтегазоотдачи продуктивных пластов в пределах залежи обусловлены преимущественно изменениями одного из свойств пластов (например, глинистости, пористости или карбонатности), а показания каротажа зависят от нефтегазонасыщенности (нефтегазоотдачи).

Для определения $П_{кр}$ строят кривые распределений параметра $П_i$ для обеих ИВ и совмещают их начала координат (рис. XXI.2). Значение $П_{кр}$ выбирают таким, чтобы в выборку продуктивных пластов не попадали непродуктивные и потери пластов, слагающих $h_{эф}$ или $h_{нг}$, были минимальными.

Если используемые выборки охватывают все литологические типы исследуемых отложений и число пластов в каждой превышает 30, то $П_{кр} = П_{кр1}$ (см. рис. XXI.2)

Пласт, для которого получено значение параметра $П_i$ относится к $h_{нг}$ или к $h_{эф}$, если $П_i \geqslant П_{кр1}$, и не относится, если $П_i \leqslant П_{кр2}$. Принадлежность пласта не определена при $П_{кр1} > П_i > П_{кр2}$.

Если указанные выше условия представительности выборок не соблюдены, то достоверность выделения пластов, принадлежащих к $h_{нг}$ ($h_{эф}$), снижается. В этом случае пласт относят к $h_{нг}$ ($h_{эф}$), если $П_i > П_{кр1} + 2\sigma_{П_i}$, и считают непродуктивным, если $П_i < П_{кр2} - 2\sigma_{П_i}$, где $\sigma_{П_i}$ — погрешность оценки $П_i$. Принадлежность пласта не устанавливается, если $П_{кр1} + 2\sigma_{П_i} > П_i > П_{кр2} - 2\sigma_{П_i}$. На практике часто принимают $П_{кр} = П_{кр0}$, что правомерно, когда выборки, использованные для оценки $П_{кр}$, статистически представительны, а мощность непродуктивных пластов в разрезе с $П_i = П_{кр1} - П_{кр0}$ равна мощности продуктивных пластов с $П_i = П_{кр0} - П_{кр2}$.

Ниже рассматривается использование данных различных методов каротажа для определения $П_{кр}$.

Электрокаротаж

Нефтегазонасыщенные пласты при прочих равных условиях характеризуются примерно в два раза и более высокими УЭС, чем водонасыщенные. В табл. XXI.8 указаны критические (минимальные) значения $\rho_{кр}$, при которых продуктивные нефтеносные песчаники дают безводные притоки нефти или газа.

Если минерализация пластовых вод неизвестна, то вместо $\rho_{кр}$ используется отношение $(\rho_п/\rho_{гл})_{кр}$, (где $\rho_п$ и $\rho_{гл}$ — УЭС пласта и глин покрышки). Для песчано-глинистых продуктивных пластов $(\rho_п/\rho_{гл}) \geqslant 2$, за исключением случая тонкого переслаивания глин и песчаников, $1 < \rho_п/\rho_{гл} < 2$.

Если можно установить УЭС водонасыщенного пласта $\rho_в$ п, то вместо $\rho_{кр}$ лучше применять коэффициент увеличения сопротивления

$$P_{н.кр} = \left(\rho_п/\rho_{вп}\right)_{кр} = \left(\rho_п k_п^2/\rho_{пв}\right)_{кр}.$$

Величина $\rho_п$ определяется по БКЗ, ИК или БК, а значения $k_п$ и $\rho_{пв}$ — по результатам каротажа (см. § 96) или промысловым данным.

Влияние глинистости пластов учитывается согласно табл. XXI.9. При использовании $P_{н.кр}$ уменьшается влияние изменений коллекторских свойств пластов. Величина $P_{н.кр}$ остается постоянной и при разработке залежи. В большинстве случаев для пластов, слагающих $h_{эф}$ с $k_в \leqslant k_{в.кр}$ (условия получения из пласта безводного притока нефти или газа), для нефтенасыщенных отложений $P_{н.кр} \geqslant 3$—5, а для газонасыщенных $P_{н.кр} \geqslant 2$—4.

Таблица XXI.10

Выделение пластов, слагающих $h_{эф}$, различными вариантами способа «каротаж—воздействие—каротаж»

Вариант способа	Скважина	Комплекс каротажа	Воздействие	Условия, благоприятствующие применению способа	Сущность способа	Критерий разделения пластов
1/IV* (вызов притока)	Необсаженная	БК, БМК, ИК, БКЗ (обычные зонды с $AO \leqslant 1$ м и $AM \leqslant 0{,}5$ м), ВДК, термометрия ИННК	Испытание трубным пластоиспытателем. Объем продукции, извлеченной из освоенных пластов, должен быть достаточным для стабилизации состава флюида, поступающего из интервала испытаний скважины	Не более чем 100-кратное различие проницаемости пластов, устойчивый ствол скважины, $\rho_{зп} \leqslant 20$ Ом·м, $h \geqslant d_c$	Создание депрессии на пласты при испытании приводит к частичной ликвидации ЗП и соответственно уменьшению $k_{зп\ в}$. Если $\rho_ф \approx const$ при двух замерах, то в продуктивных пластах фиксируется рост $\rho_{зп}$ и снижение ε. При неизвестных границах залежи желательно, чтобы $\rho_{ф1} \approx \rho_{ф2} \approx \rho_{пв}$; при известных границах залежи целесообразно, чтобы $\rho_{ф2}/\rho_{ф1} > 5$. Против газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов с большим газовым фактором за счет дросселирования фиксируется снижение температуры. Задавка скважины соленой ПЖ ($\geqslant 2$ н по NaCl или $CaCl_2$) обеспечивает снижение τ_Δ	$\Delta k_{нг}$
2/VI (расширение ствола скважины)	То же	БК, БМК БКЗ (обычные зонды с $AO \leqslant 1$ м и $AM \leqslant 0{,}5$ м)	Повторное разбуривание продуктивных отложений долотом большего диаметра (различие не менее 5 см)	Песчано-глинистый разрез с высокой остаточной водонасыщенностью. Карбонатный разрез с трещиноватыми породами при $h \geqslant d_c$, $\nu_{нг} = 0$	При повторном разбуривании нефтегазонасыщенных отложений с ЗП в их прискважинной зоне $k_{зп.\ в} > k_{в.\ нач}$. Это способствует полноте вытеснения нефти (газа) фильтратом и увеличению размеров зоны проникновения. Расширка ствола скважины устраняет зону кольматации, образовавшуюся при первом вскрытии, и обеспечивает дополнительное поступление фильтрата в пласты с ЗП. При неизвестных границах залежи желательно, чтобы $\rho_{ф1} \approx \rho_{ф2} \approx \rho_в$; нефтегазонасыщенные пласты фиксируются снижением $\rho_{зп}$. При известных границах залежи первое вскрытие и каротаж целесообразно проводить с ПЖ, имеющей $C \geqslant 20$ г/л по NaCl, а расширку ствола и последующий каротаж с ПЖ при $C \leqslant 1$ г/л по NaCl, так как в пластах с высокими $k_в \geqslant 0{,}5$ вытеснение нефти (газа) фильтратом незначительное, но существенно изменение проводимости рыхлосвязанной воды. Использование при повторном вскрытии ПЖ с плотностью, бо́льшей чем при первом вскрытии, усиливает фильтрацию в продуктивные пласты и повышает эффективность выделения пластов с ЗП. $$\Delta \leqslant \frac{\frac{\rho_{зп1}}{\rho_{зп2}} - \frac{\rho_{ф1}}{\rho_{ф2}} \pm \sqrt{\left(\frac{\rho_{зп1}}{\rho_{зп2}} - \frac{\rho_{ф1}}{\rho_{ф2}}\right) - 4\frac{\rho_{ф1}}{\rho_{ф2}}\left(1 - \frac{\rho_{зп1}}{\rho_{зп2}}\right)}}{2\left(1 - \frac{\rho_{ф1}}{\rho_{ф2}}\right)},$$ (XXI.A) где индексы 1,2 соответствуют данным при 1-м и 2-м замерах. Оценка Δ по (XXI.A) завышена, так как при расчете принято, что $k_{нг\Delta 1} = k_{нг\Delta 2}$. Оценки $\rho_{зп1}$ и $\rho_{зп2}$ проводятся по данным одних и тех же модификаций ЭК при первом и втором каротажах	$\Delta k_{нг}$, Δ
3/IV* (продавливание в пласты фильтрата ПЖ)	Необсаженная	БК, БМК, ИК, БКЗ (обычные зонды с $AO \leqslant 2$ м и с $AM \leqslant 1{,}0$ м)	Продавка в пласты фильтрата ПЖ из расчета $\sim 0{,}25$ м³ на 1 м вероятной нефтегазонасыщенной мощности Обеспечивается путем утяжеления ПЖ или созданием дополнительного давления на устье скважины	Пласты с гранулярной и кавернозной пористостью, а также трещиноватые с нефтегазонасыщенным блоком; мощность пластов свыше 0,5 м; $\rho_{зп} \leqslant 200$ Ом·м. Отсутствие в пластах зоны кольматации, различие пластов по проницаемости не более чем в 100 раз, $\nu_{нг} = 0$	Увеличение репрессии на пласты увеличивает размеры ЗП, а в ряде пластов повышает $k_{зп.\ в}$. По данным повторного ЭК в нефтегазонасыщенных пластах фиксируется снижение $\rho_{зп}$, если $\rho_ф \geqslant \rho_{пв}$. При неизвестных границах залежи желательно, чтобы $\rho_{ф1} \approx \rho_{ф2} \approx \rho_в$, при известных ее границах целесообразно, чтобы $\rho_{ф1}/\rho_{ф2} \geqslant 5$ (продавка в пласты фильтрата ПЖ более минерализованного, чем ПЖ, на котором проведено вскрытие исследуемых отложений, усиливает снижение $\rho_{вп}$). Освоение интервалов продавки раствора после обсадки скважин обычно очень длительное, что препятствует широкому использованию этого способа	$\Delta k_{нг}$

Продолжение табл. XXI.10

Вариант способа	Скважина	Комплекс каротажа	Воздействие	Условия, благоприятствующие применению способа	Сущность способа	Критерий разделения пластов
4/IV (освоение скважины и создание депрессий)	Обсаженная или необсаженная скважина в карбонатном разрезе с устойчивыми стенками	НГК, ИННК, термометрия, влагометрия, расходометрия; в необсаженных скважинах добавляется комплекс, используемый в варианте 1/IV	Освоение скважины и гидродинамические исследования при максимально возможных депрессиях Глушение разведочной скважины индикаторным раствором (высокое содержание хлора, радона, бора и т. п.) с вязкостью большей, чем у нефти (газа)	Хорошее качество цементирования; $h \geqslant 0{,}6$ м. Нефтенасыщенные пласты с высоким газовым фактором C фильтрата промывочной жидкости $\geqslant 1$ н NaCl. Газонасыщенный разрез, допустимые депрессии на пласт $\geqslant 5$ МПа	Создание депрессии на пласты и их освоение с постепенным увеличением Δp до предельно допустимых депрессий обеспечивает получение $k_{эп.\,в} \leqslant k_{в.\,крит}$ в пластах, составляющих $h_{эф}$, с $k_{в.\,нач} \leqslant k_{в.\,крит}$. По данным повторного НК в этих пластах фиксируется уменьшение $w_н$ или хлорсодержания. По данным повторного НГК фиксируется изменение $\Delta w_н$ в прискважинной части газонасыщенных пластов из-за снижения плотности газа $\Delta w_н = [k_п\, k_г\, (p_1 - p_2)]/61{,}5$, (XXI.Б) где p_1 и p_2 — давление (в МПа) в прискважинной части пласта соответственно начальное и при депрессии. В нефтенасыщенных пластах при снижении давления ниже давления насыщения по НГК, замерам термометрами и плотностномерами фиксируется выделение газа. Поступление пластового флюида в скважины и определение его типа контролируется также данными влагомера, термометра и дебитомера. Если испытания проводятся в необсаженной скважине, то одновременно проводятся работы и по варианту 1/IV. При проведении работ в обсаженной разведочной скважине поступление индикаторного раствора при глушении скважины (признак принадлежности к $h_ф$) фиксируется по данным повторного РК. Пласты, в которых лишь $\Delta w_н > 0$ относятся к $h_{эф}$ при разработке нефтяной залежи в режиме растворенного газа, а газовой — в режиме истощения	$\Delta k_{нг}$, $w_г$
5/IV (смена промывочной жидкости)	Необсаженная	БК, БМК, ИК, БКЗ	Замена ПЖ на более минерализованную и проработка с ней ствола скважины. Далее целесообразно вести работы согласно варианту 3/IV	Песчано-глинистый разрез, карбонатный с трещиноватыми породами	Первый каротаж проводят с пресной ПЖ через минимально возможное время после вскрытия исследуемого интервала. Замена ПЖ на более минерализованную приводит к снижению $\rho_{эп}$, этому же способствует увеличение размеров ЗП по времени, желательно, чтобы $\rho_{ф1}/\rho_{ф2} \geqslant 5$ и $\rho_{ф1} \gg \rho_в$. Замену ПЖ целесообразно проводить сразу после каротажа исследуемого интервала, а повторный каротаж — через максимально возможное время после первого каротажа; Δ рассчитывают по уравнению (XXI.12)	$\Delta k_{нг}$, Δ
6/IV (бурение с активированной ПЖ)	Обсаженная	ГК	Бурение исследуемого интервала с ПЖ, активированной радоном с концентрацией $(1+5)10^{-7}$ Ки/л. Замена ПЖ на неактивированную после 1-го каротажа	$h \geqslant 0{,}6$ м. Низкая температура ПЖ способствует растворимости в ней радона. Бурение скважин с использованием ПЖ, содержащей нефть. Использование гамма-спектрометра	Радон поступает с фильтратом в ЗП и с ПЖ в зону кольматации. Период полураспада радона равен 3,82 сут, поэтому ГК проводят в первые же сутки после вскрытия исследуемого интервала, а затем несколько раз повторяют через 3 и 7 сут после вскрытия исследуемого интервала. ГК может быть проведен через буровой инструмент. Пласты с ЗП фиксируются снижением аномалии ГК со временем. Учет изменения гамма-активности ПЖ в скважине обеспечивается обработкой данных повторного ГК с использованием уравнений (XXI.4)—(XXI.11). Для предварительной интерпретации применяют параметр $(I_i - I_ф)/I_ф$, где I_i, $I_ф$ — показания ГК против i-го пласта соответственно при первом каротаже и последующих замерах. Радон может быть использован для индикации пластов с ЗП и при применении варианта 3/IV, но в этом случае будет выделено меньше пластов, слагающих $h_ф$, чем при варианте 6/IV	$\Delta k_{нг}$
7/IV (солянокислотная	Обсаженная или не-	ИННК, ННКТ-50*, НГК-70**,	Освоение скважины; кислотная ванна и закачка в пласты соляной	Карбонатный разрез; терригенный разрез с карбонатным цементом;	Освоение пластов обеспечивает очистку прискважинной зоны от фильтрата ПЖ. Это снижает $k_{зп \cdot в}$ и увеличивает $\tau_{зп}$ по сравнению с данными,	$\Delta k_{нг}$

Продолжение табл. XXI.10

Вариант способа	Скважина	Комплекс каротажа	Воздействие	Условия, благоприятствующие применению способа	Сущность способа	Критерий разделения пластов
обработка)	обсаженная, если ствол скважины устойчив	термометрия до и после перфорации, после освоения интервала исследования, после закачки кислоты и повторного освоения изучаемого интервала, а также после задавки скважины. Перед началом работ и после их окончания — замеры цементомерами акустическим и плотностным	кислоты в объеме 1м³ на 1 м вскрытой мощности. Гидродинамические исследования при максимально возможных депрессиях	пласты с гранулярной и кавернозной пористостью, а также трещиноватые с проницаемыми блоками. Содержание в пластовых водах хлора, не превышающее его содержания в закачиваемой кислоте	полученными до освоения скважины. Замещение в пластах нефти или газа кислотой уменьшает $\tau_{зп}$. Кислотная ванна и закачка кислоты уменьшают скин-эффект, что способствует полноте вытеснения нефти (газа) кислотой. При рекомендуемом объеме закачиваемой кислоты d_c увеличивается не более чем на 5 см. Это влияет на показания цементомера, ННК и НГК. Продавка в пласт кислоты с весовым содержанием хлора, равным ПЖ, его содержанию в кислоте (220 г/л NaCl или $CaCl_2$), исключает опреснение ЗП и обеспечивает фиксацию минимальных для ЗП значений $\tau_{зп}$. В плохо освоенных пластах, а также в пластах с низкими ФЕС остаются продукты реакции кислоты с пластом, что выявляется по данным ИНК	
8/IV (капиллярная пропитка и закачка индикаторной ПЖ)	Обсаженная	ИННК, АКН, ННКТ-50**, НГК-70** до и несколько раз в процессе пропитки пластов ПЖ с ПАВ, а также после закачки в пласты минерализованного раствора, во время гидродинамических испытаний работы проводятся согласно варианту 4/IV	Заполнение ствола скважины минерализованным раствором ($\geqslant$2 н NaCl или $CaCl_2$) с добавками гидрофилизирующих ПАВ. Поддержание в скважине уровня этого раствора, исключающего его напорную фильтрацию в пласты и их освоение до поступления в пласты ~0,25 м³ индикаторного раствора на 1 м предполагаемой $h_ф$. Закачка в пласты минерализованной ПЖ, в объеме 0,5 м³ на 1 м предполагаемой $h_ф$. Гидродинамические исследования при максимально возможных депрессиях	Пласты с гранулярной и кавернозной пористостью. Незначительный скин-эффект. Газонасыщенные пласты с низкой объемной газонасыщенностью ($\omega_г \leqslant$ $\leqslant$0,1). Различие $k_{пр}$ пластов не более чем в 100 раз	Капиллярная пропитка пластов раствором с гидрофилизирующим ПАВ увеличивает гидрофильность прискважинной части пласта и увеличивает различие между $k_{зп·в}$ и $k_{в·нач}$. Время t_1 увеличения $k_{зп·в}$ от $k_{внач.}$ до $k_{в·крит}$ пропорционально капилляропроводности пласта. Последующая закачка ПЖ обеспечивает высокую полноту вытеснения нефти или газа водой в радиусе ~1 м от оси скважины. Пропитка и закачка в пласты ПЖ с высоким содержанием хлора обеспечивает снижение $\tau_{зп}$. В газовых пластах при $p_{пл} \leqslant$20 МПа вытеснение контролируется по данным НГК-70 и ННКТ-50, а закачивается ПЖ с небольшим содержанием Cl, лишь исключающим разбухание глин в пластах	$\Delta k_{нг}$, t_1
9/IV (закачка в пласты растворителя)	Обсаженная или необсаженная, если ствол устойчив	ИННК, ННКТ-50**, НГК-70** до и после закачки метанола, а также после закачки соленой ПЖ. Далее работы проводятся согласно варианту 4/IV	Закачка в пласты метанола в объеме 0,5 м³ на 1 м предполагаемой $h_ф$. Закачка соленой ПЖ ($\geqslant$2 н NaCl или $CaCl_2$) в объеме 0,25 м³ на 1 м той же мощности. Гидродинамические исследования при максимально возможных депрессиях	Гранулярные породы, в том числе и с трехкомпонентным насыщением (газ, нефть, вода) трещиноватые пласты (при проведении работ в открытом стволе с использованием данных ЭК)	После закачки в пласт растворитель практически полностью замещает пластовые флюиды, что позволяет определить показания НК, соответствующие ~100 % нефтенасыщенности. Последующая закачка солевого раствора вытесняет растворитель и обеспечивает почти 100 %-ное насыщение пласта жидкостью известной минерализации. После освоения скважины $k_{зп\,в} \approx k_{в.крит}$ За счет различий содержания хлора в ЗП при насыщении ее разными флюидами по данным повторного НК можно оценить $k_п$ и $\omega_{нг}$ пластов	$\Delta k_{нг}$, $\omega_{нг}$

Продолжение табл. XXI.10

Вариант способа	Скважина	Комплекс каротажа	Воздействие	Условия, благоприятствующие применению способа	Сущность способа	Критерий разделения пластов
10/IV (закачка в пласты газа высокого давления)	Обсаженная или необсаженная, если ствол устойчив	НГК-70, ННКТ-50, термометрия, замеры цементомерами акустическим и плотностным. При гидродинамических испытаниях работы проводятся согласно варианту 4/IV	Закачка в пласты гидрофобизирующего ПАВ в объеме 0,5 м³ на 1 м предполагаемой $h_ф$, перепуск газа в исследуемый интервал (из газоносных пластов и т. п.) в течение не менее 2 сут при $A=\frac{Q\mu_в\cdot 10^{-12}}{2\pi k_{пр}\Delta\delta h_ф}>5$, (XXI.13) где Q — объемный расход газа, нагнетаемого в скважину, приведенный к пластовым условиям; $\mu_в$ — вязкость флюида в ЗП, $\Delta\delta$ — разность между объемными массами этого флюида и газа. Освоение и испытание скважины вплоть до восстановления начального значения газового фактора	Нефтенасыщенные пласты с гранулярной пористостью; газонасыщенные пласты с $k_г\leqslant$ $\leqslant$50 %; не более чем стократное различие проницаемости пластов	Гидрофобизация прискважинной части пластов увеличивает коэффициент вытеснения нефти и воды газом. По данным повторного НК фиксируется увеличение $k_{зп\,в}$ после закачки ПАВ и увеличение газонасыщенности прискважинной части пластов после закачки газа $k_{зп\,нг}$	$\Delta k_{нг}$, $k_{зп.нг}$
11/IV (испытания при различных депрессиях)	Обсаженная	Термометрия, ННКТ-50, НГК-70 замеры акустическим цементомером, а также работы согласно варианту 4/IV	Поинтервальные опробования пластов с низкими ФЕС. Гидродинамические исследования при установившейся и неустановившейся фильтрации	Однородные пласты мощностью $\geqslant$2 м, герметичное затрубье	В пластах с $v_{нг}\neq 0$ индикаторные кривые по форме аномальны, а пластовое давление после освоения скважины на больших депрессиях не восстанавливается до $p_{пл}$ в течение нескольких месяцев. По данным повторного каротажа локализуются нефтегазоотдающие пласты применением варианта 4/IV	$v_{нг}$
12/IV (закачка в пласты индикаторной ПЖ)	Обсаженная	ИННК, АКН, ННКТ-50**, НГК-70; ГК до и после закачки, а также после промывки скважины после освоения согласно варианту 4/IV	Продавка в пласты индикаторной ПЖ в объеме 1 м³ на 1 м, предполагаемой $h_{эф}$, промывка ствола скважины ПЖ; освоение скважины	Пласты с гранулярной и кавернозной пористостью с $w_{нг}\geqslant 0{,}1$. Незначительный скин-эффект. Различие $k_{пр}$ коллекторов не более чем в 100 раз	Закачка в пласты индикаторной ПЖ (повышенное содержание NaCl или $CaCl_2$, борная кислота или ее соли; изотопы и т. п.) приводит к изменению параметров ЗП и увеличению ее размеров. Такая ПЖ не должна содержать адсорбирующиеся на колонне и цементе вещества. После освоения скважины индикаторный раствор вытесняется нефтью (газом), $k_{зп.в}\leqslant k_{в\,крит}$, соответственно, изменяются параметры ЗП $\tau_{зп}$, $w_{зп.н}$, γ-активность). Вариант 12/IV менее эффективен для выделения $h_ф$, чем вариант 8/IV	$\Delta k_{нг}$

Примечание. Варианты 5/IV, 6/IV, 7/IV, 9/IV, 10/IV, 12/IV применяют при известных границах залежи. При исследовании нефтяных залежей с помощью вариантов 5/IV, 7/IV, 8/IV, 9/IV, 12/IV в закачиваемую жидкость для увеличения ее вязкости целесообразно добавлять полимеры. При закачке репрессия на пласт $\Delta p_з$ должна превышать максимальную репрессию при бурении скважины $\Delta p_б$, рассчитываемую исходя их режима бурения $\Delta p_б=\delta H+\frac{2H}{10}-p_{пл}$, где σ — плотность ПЖ; H — глубина скважины в м; $p_{пл}$ — пластовое давление. Однако $\Delta p_з$ не должна приводить к гидроразрыву пласта (давление гидроразрыва $\geqslant$0,7 горного давления).

* Выделенные пласты относятся к $h_{эф}$, если не содержат вязко-пластичную нефть.

** Замеры проводятся при исследовании газонасыщенных отложений

Если изменяется только глинистость пород, то нефтегазонасыщенные пласты можно выделить путем сопоставления данных КС и ПС так, как это показано на рис. XXI.3.

В песчано-глинистых разрезах с $\rho_{пв} \approx$ $\approx$const для выделения нефтегазонасыщенных пластов сопоставляются значения $\alpha_{ПС}$ и $\rho_п$ по заведомо водоносным пластам. Точки, соответствующие нефтегазонасыщенным пластам, при данной величине $\alpha_{ПС}$ имеют повышенные значения $\rho_п$ и расположены выше линии $\rho_п = f(\alpha_{ПС})$. Наилучшие результаты способ дает в интервалах, расположенных в переходной зоне вблизи от ВНК или ГВК, поскольку здесь в отличие от продуктивных вышележащих пластов аномалии ПС не снижены. В таких разрезах при выделении $h_{эф}$ в качестве $\Pi_{кр}$ используют только $\alpha_{ПС}$ или $\alpha_{ПС}$ и $\rho_п$ (илн $\rho_{зп}/\rho_ф$). Применение последних предпочтительней. Положение линии, разделяющей пласты, на нефтегазонасыщенные и непродуктивные, находят графически.

Диэлектрический каротаж

Нефтегазонасыщенные пласты отличаются от водоносных пониженными значениями диэлектрической проницаемости ε. Метод наиболее эффективен при бурении скважин на безводной промывочной жидкости.

Радиоактивный каротаж

По данным РК в высокопористом преимущественно песчано-глинистом разрезе нефтегазонасыщенные пласты выделяются по следующим признакам:

а) превышению $\tau_{пл}$, определенного по ИНК, над τ аналогичных водоносных пластов (при задержках более 1000 мкс непосредственно по различию показаний ИНК), выделение эффективно, если пластовые воды минерализованы ($C \geqslant$ 1н. по NaCl), продуктивные пласты высокопористые ($k_п \geqslant 15$ %), а каротаж проведен через месяц или более после обсадки скважины (по данным каротажа необсаженных скважин выделяются лишь нефтегазонасыщенные пласты с $k_{нг} \geqslant 70$ %);

б) снижению водородосодержания по данным НГК или ННК против газонасыщенных пластов с $k_п > 10$ % при проведении каротажа через несколько недель и более после обсадки скважин.

Газонасыщенные пласты можно выделять по данным НГК, ННК, ИНК, а нефтенасыщенные — лишь по ИНК.

Акустический каротаж

Нефтегазонасыщенные пласты выделяются по увеличению коэффициента затухания продольных волн относительно его

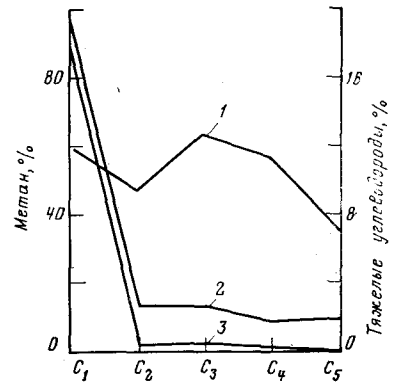


Рис. XXI.4. Эталонные кривые компонентного состава газа для Саратовского Поволжья по данным из работы [58].
1—3 — пласты: *1* — нефтенасыщенные, *2* — газонефтенасыщенные, *3* — газонасыщенные

величины в водоносных пластах (см. гл. VII). Для разделения нефтенасыщенных и водоносных отложений целесообразно использовать отношения амплитуд затухания продольных α_P и поперечных α_S волн: в нефтенасыщенных пластах α_S выше, а α_P ниже, чем в водонасыщенных.

Выделение нефтегазонасыщенных пород более эффективно при исследовании обсаженных скважин после расформирования зоны проникновения в продуктивных пластах.

Газовый каротаж

Нефтегазоносные пласты устанавливаются по превышению суммарных газопоказаний $\Gamma_{сум}$ над фоновым значение $\Gamma_{сум.ф}$ в промывочной жидкости: $\Gamma_{сум} > \Gamma_{сум.ф.ср} + 2\sigma_{\Gamma_{сум.ф}}$, где $\sigma_{\Gamma_{сум.ф}}$ — среднеквадратическое отклонение $\Gamma_{сум}$ от фонового в заведомо непродуктивной части разреза. Однако отсутствие превышения не означает, что в исследуемом интервале нет нефтегазоносных пластов.

Выделение более эффективно, если вместо $\Gamma_{сум}$ используется величина приведенного газопоказания $\Gamma_{пр}$ или остаточного газосодержания $F_г$ (нефтегазосодержания $F_{нг}$) пласта (см. гл. VIII). Граничные значения $F_г$ и $F_{нг}$, разделяющие нефтегазо- и водоносные пласты, в большинстве случаев составляют ~2 и ~5 %.

Если известен состав газа из нефтегазонасыщенных и водоносных пластов, то для выделения нефтегазонасыщенных пород и разделения их на нефте- и газонасыщенные сопоставляют результаты компонентного анализа газа (от CH_4 до C_6H_{14}) по эталонным пластам с известным насыщением и исследуемого пласта (см. рис. XXI.4). Насыщение последнего определяется по значениям $F_г$ и $F_{нг}$ и соответствию состава газа из него и эталонных пластов. Обычно в составе газа из газонасыщенных и водонасыщенных пород преобладает метан, а из нефтенасыщенных, кроме метана, содержится значительное количество более тяжелых газов (порядка 10 % на компоненту).

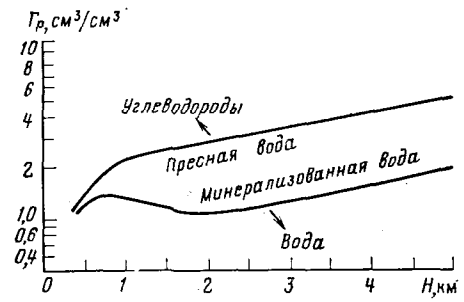


Рис. XXI.5. Величины предельной растворимости природного газа в воде при разной глубине залегания и минерализации вод по данным из работы [54]. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция и Поволжье

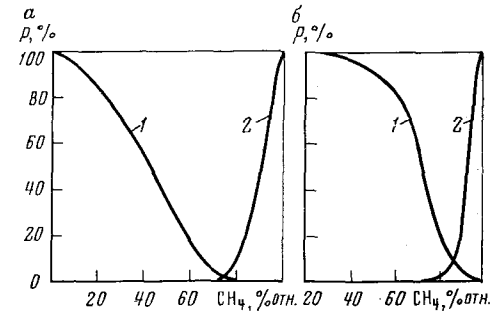


Рис. XXI.6. Интегральные кривые распределения относительного содержания метана в углеводородном газе в пробах из нефтеносных и водоносных пластов по данным, приведенным в работе [54].
а — Волго-Уральская нефтегазоносная провинция; б — Мангышлак; *1, 2* — пласты соответственно нефтенасыщенные и водоносные

Для нефтенасыщенных пластов характерна люминесценция глинистого раствора и шлама, однако утилизации этого признака препятствует добавление нефти в промывочную жидкость.

IV. Способ каротаж — воздействие — каротаж

Этот способ из-за его трудоемкости применяют лишь в тех интервалах разреза, где другими методами не удается выделить нефтегазоносные пласты и разделить их на нефте- и газонасыщенные. Различные варианты способа основаны на фиксировании по данным повторного каротажа изменений нефтегазонасыщенности в прискважинной части пластов, которые вызваны гидродинамическим воздействием на них (табл. XXI.10).

Перед воздействием проводят каротаж методами, чувствительными к колебаниям нефтегазонасыщенности или водородосодержания прискважинной части пласта, а также ее температуры в интервале, включающем объект воздействия и часть разреза, в котором изменения параметров прискважинной части пластов за время работ способом КВК не ожидаются. После воздействия проводят повторный каротаж теми же методами. Обработка данных осуществляется по уравнениям (XXI.4)—(XXI.11).

V. Применение опробователей пластов на кабеле (ОПК)

С помощью описанных выше способов разделяют пласты разреза на нефтегазонасыщенные, водонасыщенные и с неопределенным насыщением. Из ряда пластов с известным насыщением отбирают пробы (см. § 116) для установления компонентного состава содержащегося в них газа и оценки влияния условий вскрытия отложений бурением на извлекаемые ОПК пробы. Из пород с неопределенным насыщением отбор проб производят с шагом от 0,2 до 1 м и более в зависимости от мощности пластов. При уточнении насыщения пластов, включаемых в ИВ при статистическом способе, целесообразно отбирать пробы в их средней части и не ближе 0,2 м от границ.

При выделении нефтегазонасыщенных отложений используют следующие признаки.

1. Пласт нефтегазонасыщен, если газовый фактор Γ пробы превышает предельное значение Γ для водоносных пластов. Параметр Γ определяется по растворимости природного газа в воде при данных термобарических условиях (рис. XXI.5).

2. Пласт нефтенасыщен, если в пробе содержится нефть.

3. Пласт нефтенасыщен, если компонентный состав газов пробы соответствует составу попутного газа из нефтенасыщенных пластов. Обычно газ из нефтенасыщенных пластов содержит менее 70 % метана (остальное — более тяжелые углеводородные газы), а газ из водоносных и газоносных пластов — более 80 % метана и мало тяжелых углеводородных газов (рис. XXI.6, XXI.7). Кроме того, газы из нефтеносных и водоносных пластов различаются по соотношению нормальных и изосоединений бутана и пентана. Газ из пластов, содержащих окисленную нефть или битум, такой же, как и из нефтенасыщенных пластов, однако ввиду отсутствия притока жидкости эти пласты по данным ОПК характеризуются как непроницаемые. В пластах с предельным насыщением ($k_в < k_{в.крит}$) в среднем меньше метана, чем в пластах с непредельным нефтенасыщением (см. рис. XXI.7).

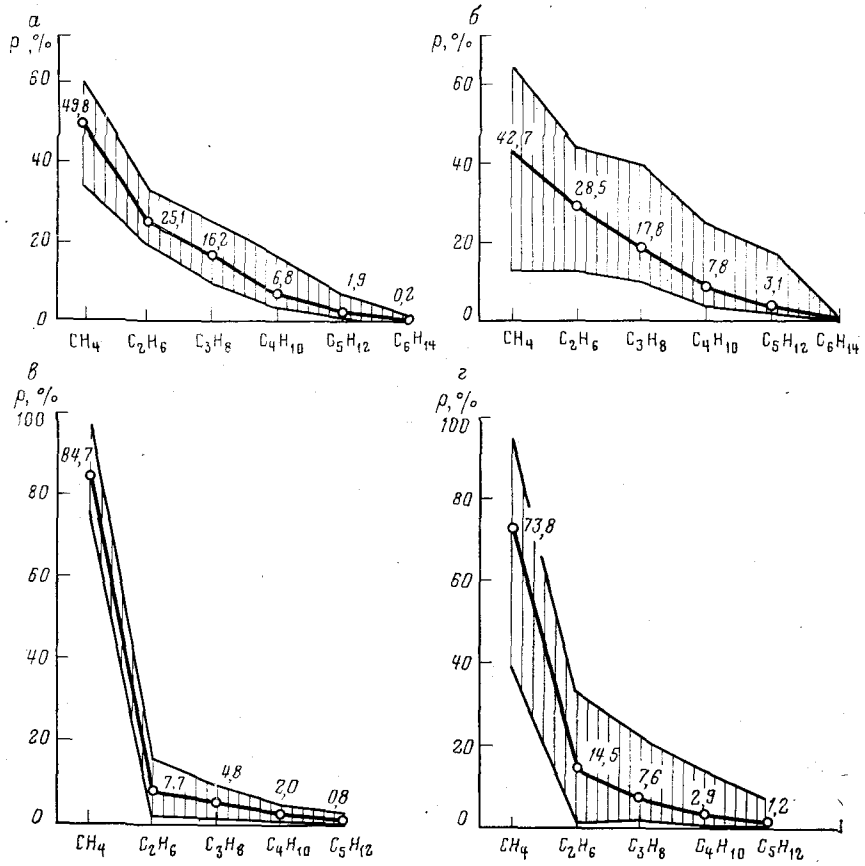


Рис. XXI.7. Компонентный состав углеводородных газов из различных по насыщению пластов по данным применения ОПК в скважинах Ромашкинского нефтяного месторождения [54].

Углеводороды: *а, б* — из нефтенасыщенных пластов соответственно без ЗП и с ЗП, *в* — из водоносных пластов, *г* — из обводненных нефтенасыщенных пластов; кривая характеризует средний состав газа, штриховка — пределы изменения содержания отдельных компонентов

4. Пласт газонасыщен, если проба содержит конденсат. Большинство газонасыщенных пластов характеризуется существенно бо́льшим Γ (десятки и сотни литров газа в пробе), чем нефте- и водонасыщенные пласты (рис. XXI.8), однако по этому признаку предельное и непредельное газонасыщение не различается.

5. Водоносные пласты выделяют по величине Γ (см. рис. XXI.5) и по компонентному составу газа.

Выделению нефтегазонасыщенных пластов и разделению их на пласты с предельным и непредельным насыщением, а также на принадлежащие и непринадлежащие к $h_{эф}$, способствует зондирование пластов баллонами различной емкости. Из нефтегазонасыщенных пластов с $k_в \leqslant k_{в.крит}$, составляющих $h_{эф}$, доля нефти и газа в баллоне растет с увеличением его объема, что объясняется неравномерным распределением флюидов в ЗП и увеличением дренируемого объема пласта с ростом объема баллона. В пластах с $v_{нг} \approx 0$, слагающих $h_ф$, фиксируется пластовое давление, а в отложениях с $v_{нг} \neq 0$ $p_i < p_{пл}$.

Работы с ОПК целесообразно производить через минимально возможное время после вскрытия исследуемых отложений. Эффективность применения ОПК возрастает, если бурение скважин проведено на растворах с низкой водоотдачей.

Оценки $h_{нг}$ и $h_{эф}$ выполняются после определения положения кровли, ГЖК, ВНК и контуров нефтегазонасыщенности с использованием результатов работ статистическим способом. Данные остальных способов применяются в качестве дополнительных и контрольных. Оценки $h_{нг}$ и $h_{эф}$ проводят раздельно в интервалах от кровли залежи до ГЖК (ВНК) и от контакта до контура нефте- или газонасыщенности (табл. XXI.11).

Границы пластов определяют по правилам, изложенным в § 92. Однородность выделенных пластов оценивают преимущест-

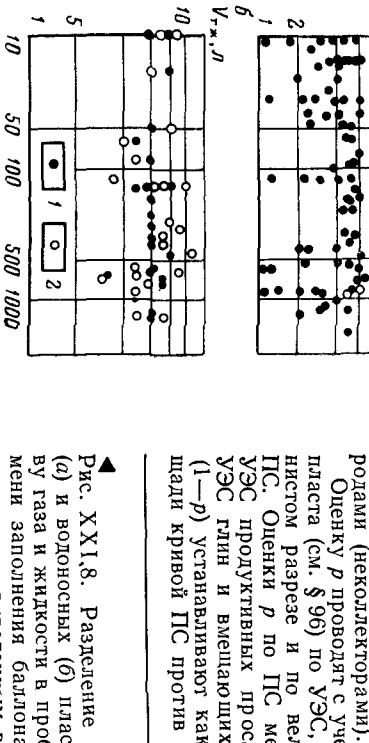
Таблица XXI.11

Последовательность работ по оценке $h_{нг}$ и $h_{эф}$

Этап	Решаемая задача	Способ выделения пластов, слагающих $h_{нг}$ и $h_{эф}$	Дополнительная информация	Примечание
1	Выявление заведомо нефте-, газо- и водонасыщенных пластов в разрезах первых скважин на разведуемой площади	I—III, 1/IV, 3/IV, V	Сведения о положении в разрезе вероятных коллекторов нефти и газа, покрышек залежей, установленные по результатам корреляции разрезов исследуемых скважин с типовым разрезом разведуемого региона. Сведения о положении в разрезе продуктивных пластов по данным изучения керна и шлама	Способ III используется в изученных регионах, а также для обработки данных газового каротажа
2	Определение числа залежей нефти и газа, оценка величин гипсометрических отметок, контролирующих в каждой залежи положение пластов, заведомо продуктивных и водонасыщенных с ЗП	II, IV V	Результаты поинтервальных опробований продуктивных пластов с высокими ФЕС, выделяемых по признакам, приведенным в табл. XXI.4 и XXI.5, в предполагаемых зонах ВНК и ГЖК	Применяются преимущественно варианты способа 1/IV, 3/IV, 4/IV 7/IV
3	*Выработка для каждой* залежи правил выделения по каротажу нефтегазонасыщенных пластов, выделение их в разрезах пробуренных скважин, уточнение отметок, контролирующих положения пластов с различным насыщением	III	*Результаты оценки* нефтегазонасыщения пород по исследованиям образцов керна. Правила выделения нефтегазонасыщенных пластов в аналогичных изученных залежах региона	*Для получения* представительной характеристики по ФЕС водонасыщенных пластов используется сплошная обработка каротажа по скважинам, вскрывшим максимальную мощность водонасыщенной части разреза. При разведке залежей в изученных регионах работы по оценке $h_{нг}$ и $h_{эф}$ начинают с этого этапа
4	Выработка правил выделения пластов, составляющих $h_{эф}$, и определение их положения в разрезах скважин	I—V	Результаты выделения по каротажу заведомо неколлекторов, представленных пластами, аналогичными водонасыщенным пластам без ЗП. Данные поинтервальных опробований и изучения образцов керна продуктивных пластов преимущественно с наиболее низкими ФЭС	В песчано-глинистом разрезе наиболее эффективен вариант способа 2/IV
5	Уточнение положений плоскостей ГЖК и ВНК, а также контуров	III	Результаты детальной площадной корреляции. Данные всех опробова-	Используется преимущественно информация о положении пластов, сла-

Этап	Решаемая задача	Способ выделения пластов, слагающих $h_{нг}$ и $h_{эф}$	Дополнительная информация	Примечание
	нефтегазоносности в разрезе залежи и каждой скважины		ний, характеризующие насыщение пластов	гающих $h_ф$, и водонасыщенных с ЗП. Наиболее значимы результаты локализованных по каротажу опробований, согласно вариантам способа 1/IV, 4/IV, 7/IV, V
6	Уточнение правил выделения по каротажу пластов, слагающих $h_{нг}$ и $h_{эф}$. Оценка $h_{нг}$ и $h_{эф}$ по каждой скважине раздельно по залежам	III	Все достоверные данные о положении продуктивных и водонасыщенных пластов, а также пластов, слагающих $h_{эф}$, при определенном режиме разработки залежи с учетом опыта изучения аналогичных пород на других залежах региона	При выделении пластов, слагающих $h_{эф}$, сначала выделяют пласты, *относящиеся* к $h_{эф}$, а затем пласты, слагающие $h_{эф}$ при режимах, обеспечивающих охват вытеснением большей мощности

Примечание. Работы по этапам 4—6 проводятся раздельно для каждой залежи



▲ Рис. XXI.8. Разделение газонасыщенных (*а*) и водоносных (*б*) пластов по количеству газа и жидкости в пробах с учетом времени заполнения баллона — $t_{зап}$ по данным, приведенным в работе [54].
1 — жидкость, *2* — газ

венно по данным ЭК установками с высокой разрешающей способностью по мощности (БМК, МК, БК). Из мощности неоднородных пластов исключают мощность прослоев, не относящихся к $h_{нг}$ и $h_{эф}$, т. е. глин, плотных пород, а при оценке $h_{эф}$ и продуктивных пластов, содержащих неизвлекаемую при данном режиме разработки нефть (газ). Если пласты представлены тонким переслаиванием, то включаемую в $h_{нг}$ или $h_{эф}$ мощность пласта h_i определяют приближенно по соотношению

$$h_i = h_в\,(1 - p),$$

где $h_в$ — видимая мощность пласта; p-доля пласта, занятая непродуктивными породами (неколлекторами).

Оценку p проводят с учетом анизотропии пласта (см. § 96) по УЭС, а в песчано-глинистом разрезе и по величине аномалии ПС. Оценки p по ПС менее точны, если УЭС продуктивных прослоев отлично от УЭС глин и вмещающих пород. По ПС (1—p) устанавливают как отношение площади кривой ПС против исследуемого ин-

Таблица XXI.12

Способы определения $k_п$ пластов ($h \geqslant 0{,}6$ м) по данным ГИС

Метод	Основа метода	Область применения	Мешающий фактор
ЭК	$P \approx k_п^{-m}$	Пласты с гранулярной пористостью и практически непроводящим скелетом. Водонасыщенный разрез при $C \geqslant 0{,}5$ н по NaCl Выделение продуктивных пластов согласно табл. XXI.6. Предельные оценки в нефтегазонасыщенном разрезе при определении P по $\rho_{зп}$	Пласты, содержащие аномальные по проводимости включения (глинистые прослои, трещины, каверны и т. п.). Нефтегазонасыщенные отложения. Водоносные пласты с $k_{гл} > 0{,}1$ при $C < 0{,}1$ н по NaCl
ПС	Статистическая связь между $k_п$ и амплитудой ПС для песчано-глинистых отложений	Терригенные пласты с гранулярной пористостью, в которых изменения $k_п$ обусловлены вариациями коэффициента глинистости при $k_{гл}$ от 0,05 до ~0,25, глинистый материал рассеянный. Выдержан минеральный состав исследуемых пород и вмещающих. Постоянство химического состава пластовых вод по разрезу	Различный состав цемента в терригенных отложениях Карбонатные отложения. Отношение $\rho_ф$ к $\rho_{пв}$ менее трех
НГК, ТННК, ННННК	Показания НК I связаны с водородосодержанием $w_н$ литологически однотипных пород корреляционной зависимостью; в интервале изменения $w_н$ от 3 до 30 % зависимость имеет вид $I = a_1 \lg w_н + b_1$ (a_1, b_1 — коэффициенты, зависящие от метода, типа аппаратуры, условий измерений, химического состава пород [100], $w_н$ связано с $k_п$ уравнением (XXI.17)	Нефте- и водонасыщенные чистые известняки и кварцевые песчаники с $k_п \leqslant 20$ % и низким содержанием глинистого материала ($k_{гл} \leqslant 0{,}1$); толщина глинистой корки < 10 мм; диаметр необсаженных скважин $\leqslant 200$ мм	Газонасыщенные пласты; карбонатный разрез, сложенный породами загипсованными, доломитизированными, с высокой глинистостью, с включениями серы; терригенный разрез; сложенный высокопористыми породами с $k_{гл} > 0{,}1$; наличие в пластах зоны внутренней глинизации ПЖ; диаметр обсаженных скважин $\geqslant 250$ мм и $k_п < 10$ %
ПГГК	Показания метода корреляционно связаны с плотностью пород δ, а последняя	Нефте- и газонасыщенные породы с известным литологическим составом и минералогической плотностью скелета. Кварцевые песчаники и	Толщина промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины > 20 мм; кольматация пластов на глубину > 20 мм. Газонасыщенные

тервала к произведению его мощности $h_в$ на величину аномалии ПС аналогичного пласта, не содержащего глинистый материал. Такие оценки $h_{нг}$ (или $h_{эф}$) несколько меньше фактических значений.

§ 96. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОРИСТОСТИ, ГЛИНИСТОСТИ ПЛАСТА И УЭС ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Определение коэффициента пористости

Производят по данным электрического, радиоактивного, акустического или диэлектрического каротажа, а также по результатам комплекса ГИС (табл. XXI.12 и XXI.13) [23, 36, 58].

Использование данных электрического каротажа

Определения $k_п$ производят, используя величины относительного сопротивления пласта P и относительную аномалию ПС $\alpha_{ПС}$.

Определение $k_п$ *по* P основано на использовании статистической связи вида

$$P = \frac{\rho}{\rho_в} \approx a k_п^{-m} \approx k_п^{-m}, \qquad (XXI.14)$$

где ρ и $\rho_в$ — УЭС полностью водонасыщенной части пласта (пласт, зона проникновения или промытая зона) и насыщающей ее воды, m — эмпирический коэффициент, величина которого зависит от структуры порового пространства, степени гидрофильности поверхности пор и минерализации насыщающей их воды.

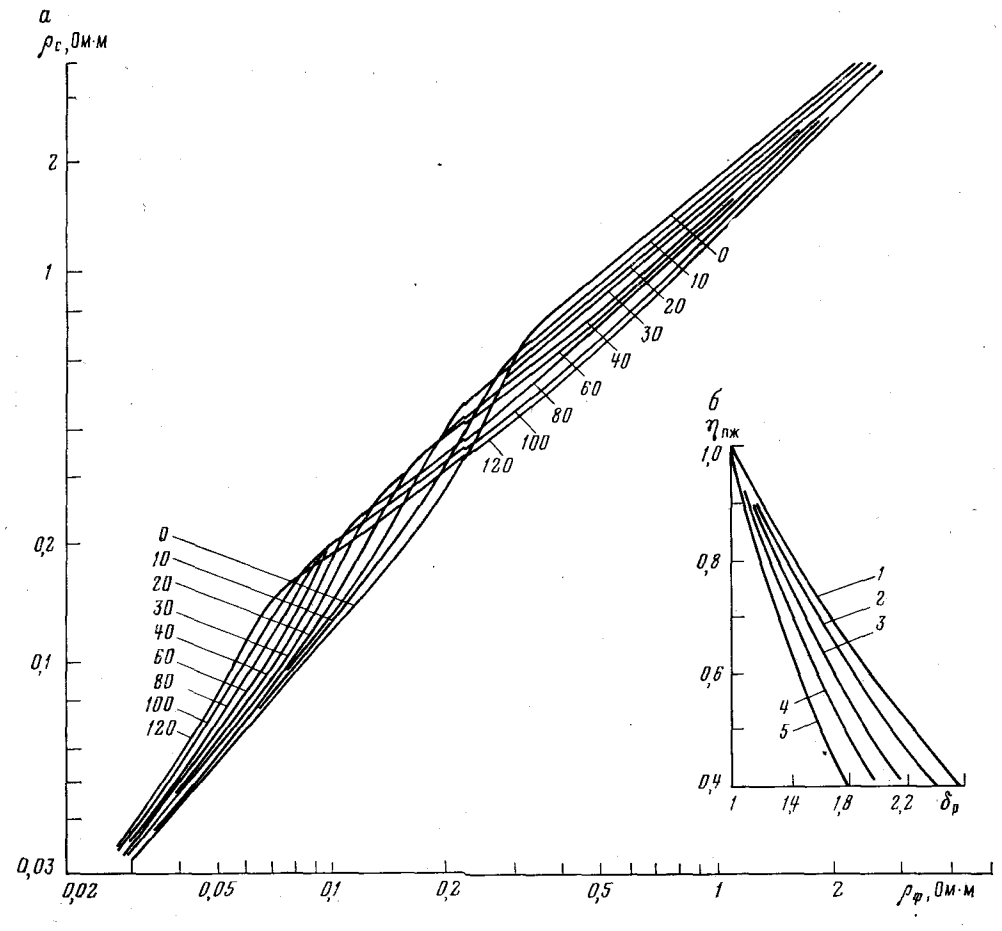


Рис. XXI.9. Зависимости $\rho_ф$ от $\rho_с$ для различных значений T (шифр кривых — T в °С) при $\delta_{пж} \leqslant 1{,}3$ г/см³ (*а*) и $\eta_{пж} = \rho_ф/\rho_с$ от $\delta_{пж}$ для утяжеленных промывочных жидкостей (*б*).

Компоненты: *1* — глина, *2* — глина + 20 % барита или 23 % гематита 3:—глина + 40 % барита или 46 % гематита, *4* — глина + 60 % барита, *5* — глина + 90 % барита

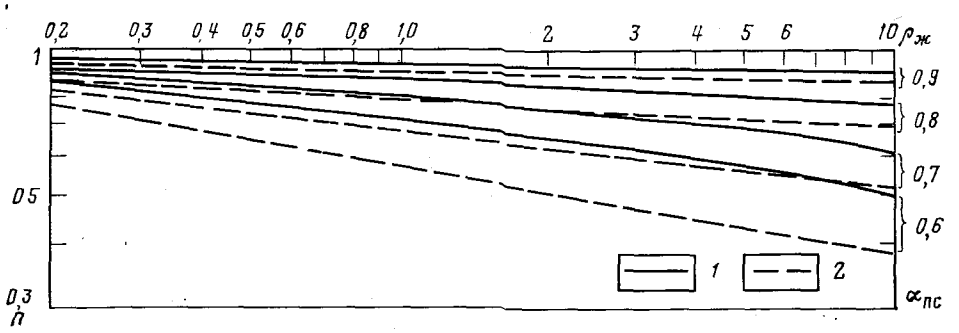


Рис. XXI.10. Зависимость параметра $П$ от $\rho_ж$ для различных значений $\alpha_{ПС}$. $q_п$ в моль/см³:

1—1, *2*—2

Для гидрофильных пород с гранулярной пористостью $m = 1{,}4 \div 2{,}2$, а в среднем $m \approx 2$. Минимальные значения m характерны для рыхлых песков и слабосцементированных песчаников, максимальные — для уплотненных песчаников и известняков. Величина m растет при гидрофобизации поверхности пор ($m \geqslant 3$), а также при кавернозной пористости пород. Значение m уменьшается для трещиноватых пород ($m \to 1$), а также для глинистых отложений, насыщенных водами низкой минерализации (<1н по NaCl).

Для определения $k_п$ исследуемых отложений необходимо установить m и P для каждого пласта.

Наиболее приемлемое для исследуемых отложений значение m устанавливают экспериментально по результатам измерений ρ, $\rho_в$, $k_п$ на образцах при пластовой температуре и эффективном давлении (см. гл. 1) [71, 112]. Для этого требуется не менее 30 образцов керна, приблизительно равномерно охватывающих весь диапазон изменения пористости. Полученная выборка пригодна для оценки среднего $m_{ср}$, если величины m распределены по нормальному закону, а $2\sigma_m/m_{ср} \leqslant 0{,}1$. В противном случае исследуемые отложения по геологическим характеристикам подразделяют на несколько типов, для каждого из которых определяют m. Для типов пород, у которых m распределены по нормальному закону при $2\sigma_m/m_{ср} \leqslant 0{,}1$, используют $m_{ср}$. Для остальных типов пород применяют предельные значения m.

При минимальном значении m можно получить гарантированную оценку $k_п$ и выявить заведомо водоносные пласты в разрезе, а при максимальных величинах m получить оценку максимально возможной пористости исследуемых отложений и выявить заведомо нефтегазонасыщенные пласты (см. § 95).

Величину P пласта устанавливают по измерениям УЭС неизмененной проникновением его части $\rho_п$, зоны проникновения $\rho_{зп}$ или промытой зоны $\rho_{пз}$.

Параметр P пласта используют для оценки $k_п$ заведомо водонасыщенных пластов, не содержащих нефти и свободного газа [1]:

$$P = \rho_п/\rho_{пв}.$$

Величину $\rho_п$ определяют по данным ИК или БКЗ. Способы определения $\rho_{пв}$ изложены в конце данного раздела. Для не затронутого проникновением пласта P обычно оценивается с погрешностью, не превышающей 30 %.

Параметр P зоны проникновения используют для оценки водоносных и нефтегазонасыщенных пластов, а также пластов, исследуемых на нефтегазонасыщение. Способ применим, если проницаемость пород не ниже $2 \cdot 10^{-13}$ м², а наличие ЗП четко установлено.

Для водоносных отложений и пластов с неизвестным насыщением

$$P = \rho_{зп} \frac{\Delta(\rho_ф - \rho_{пв}) + \rho_{пв}}{П_1 \rho_ф \rho_{пв}}, \qquad (XXI.15)$$

где $П_1$ — коэффициент учета поверхностной проводимости, Δ — коэффициент смещения, характеризующий долю пластовой воды, оставшейся в зоне вытеснения.

Для нефтегазонасыщенных пластов вычисленную по этой формуле величину уменьшают в $P_{н.зп}$ раз, где $P_{н.зп}$ — коэффициент увеличения сопротивления зоны проникновения, обусловленный наличием нефти или газа в ЗП. Величину $\rho_{зп}$ устанавливают по БКЗ или БК с удовлетворительной точностью, если $\rho_{зп} > \rho_п$, а $D/d_с > 4$. Величину $\rho_ф$ определяют по УЭС промывочной жидкости $\rho_с$, измеренному резистивиметром или рассчитанному по БКЗ и приведенному к температуре пласта по экспериментальному графику $\rho_ф = F(\rho_с)$ для промывочной жидкости, применяемой в данном районе. Для приближенных оценок $\rho_ф$ используют рис. XXI.9.

[1] За исключением случая выделения нефтегазонасыщенных пластов по величине $k_п$ (см. § 95), когда измерения выполняются против пластов с неизвестным насыщением.

Таблица XXI.14

Оптимальные для оценки $k_п$ размеры зондов НК

Вид НК	$L_{опт}$, см	Область применения	Мешающий фактор	Примечание
НГК	60	Карбонатный разрез	Повышенная естественная радиоактивность пород; полимиктовые отложения; высокое содержание Cl (>30 г/л) в насыщающей прискважинную зону воде при $k_п \geqslant 10$ %	С увеличением $L_{опт}$ растет дифференциация показаний лишь в породах с $k_п \leqslant 15$ %
ТННК	50	Терригенный разрез при учете содержания водорода в глинистом материале	Наличие в пластах элементов с высокими сечениями захвата тепловых нейтронов; неточные сведения (погрешность >15 г/л) о содержании Cl в прискважинной зоне пластов; высокое содержание Cl (>30 г/л) в жидкости, заполняющей скважину; диаметр обсаженных скважин $\geqslant$200 мм и $k_п \geqslant 20$ %	С увеличением $L_{опт}$ растет дифференциация практически всех пород
НННК	40	Породы со сложным химическим составом; в случае неточных сведений о содержании Cl в прискважинной части пластов при каротаже необсаженных скважин	Отсутствие точных данных о профиле скважины, толщине глинистой корки, эксцентриситете и толщине обсадной колонны; диаметр обсаженных скважин $\geqslant$200 мм и $k_п \geqslant 20$%	То же

$$\alpha_{ПС\,i} = \frac{E_i}{E_{max}} = f(k_{п.\,ср\,i}). \qquad (XXI.16)$$

Здесь $k_{п.ср\,i}$ — среднее значение $k_п$ для i-ого пласта, полученное по керну, $E_i = \Delta U_{ПС\,i}/\nu_i$ ($\Delta U_{ПС\,i}$ — аномалия ПС против i-ого пласта, ν_i — геометрическая поправка, определяемая по рис. XXI.12;

$$E_{max} = \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n}\frac{\Delta U_{max\,j}}{\nu_j},$$

где $\Delta U_{max\,j}$ — аномалия ПС против j-го опорного пласта.

В качестве опорных пластов используют мощные ($h_i \geqslant 3$ м) пласты с небольшой глинистостью, не уменьшающей $\Delta U_{ПС}$ и таким же $\rho_{пв}$, как и в исследуемых отложениях. При отсутствии таких объектов в качестве опорных используют пласты, наиболее стабильные по ФЕС. При этом зависимость от $k_п$ строят для среднего $\rho_{ф.ср}$ для скважин изучаемой площади и осуществляют переход к средним условиям по графикам зависимости $\alpha_{ПС}$ от $\rho_ф$, построенным по результатам изучения скважин, в которых был отобран керн для установления зависимости (XXI.16).

Графики $\alpha_{ПС}$ от $k_п$ строят раздельно для продуктивных и водоносных пластов. В случаях различия минерального состава исследуемых пород необходимо разделять пласты на типы и устанавливать зависимости $\alpha_{ПС}$ от $k_п$ для каждого типа. Последние пригодны для оценок, если изменения $\alpha_{ПС}$ в интервале от ~0,3 до ~0,8 имеют вид прямой $k_п = a\alpha_{ПС} + b$ при $\sigma_{k_п} \leqslant 2$ %.

2. Для исследуемого пласта по графику на кривой ПС определяют ΔU_i, делят ее на величину ν_i, полученную на рис. XXI.12, и E_{max}, что дает $\alpha_{ПС\,i}$. Далее по эталонной зависимости для пород данного минерального состава по $\alpha_{ПС\,i}$ оценивают $k_{п\,i}$, если $\alpha_{ПС\,i}$ находится в интервале, где связь $\alpha_{ПС}$ с $k_п$ линейна.

Использование данных радиоактивного каротажа

Наиболее широко используются данные НК и ПГГК. При этом устанавливают корреляционные связи данных каротажа с содержанием водорода в породах (НК) или их плотностью (ПГГК).

Таблица XXI.15

Содержание химически связанной воды в некоторых глинистых материалах

Минерал	Содержание воды, %	Минерал	Содержание воды, %
Каолинит	36	Бейделлит	78
Монтмориллонит	28—58	Галлуазит	50
Глауконит	15—30	Гидраргиллит	До 80

Оценка $k_п$ по данным НК. Используют виды НК, указанные в табл. XXI.12 и XXI.13. Наиболее чувствителен к изменениям $k_п$ метод ТННК, наиболее устойчив к изменениям скважинных условий, литологии пород и характера их насыщения — двухзондовый НК. Оптимальные зонды для широко применяемых видов НК указаны в табл. XXI.14. Показания НК зависят от содержания водорода $w_н$ в горной породе [100]. Величины $w_н$ и $k_п$ связаны соотношением

$$w_н/w_{нв} = k_п k_в + k_п k[(1-k_в) + q_x,] \qquad (XXI.17)$$

где $k_в$ — коэффициент водонасыщенности, k — коэффициент, учитывающий отличие по $w_н$ флюидов от воды (для нефти $k = 1{,}285\,\delta_н \approx 1{,}03$, где $\delta_н$ — плотность нефти в пластовых условиях, для газа $k = 0{,}437\,p/Tz$, где p — пластовое давление; T — температура пласта в К; z — коэффициент сверхсжимаемости, равный обычно 0,8—1,0 [44]); $w_{нв} = w_н$ в воде; $q_х = q_м q_{хв}$; $q_м$ — объемное содержание в пласте материала, содержащего химически связанную воду; $q_{хв}$ — объемное содержание в породе химически связанной воды — в осадочных породах оно обусловлено присутствием гипса ($q_{хв} \approx 0{,}5$) и глинистых материалов ($q_{хв} \approx 0{,}4$), зависит от состава глин и пластовой температуры (табл. XXI.15).

Определение $w_н$ по данным НК выполняют в следующем порядке.

1. Регистрируют кривые НК с погрешностью не более 3 %.

2. Выделяют пласты по кривой НК, снимают отсчеты против них и вводят поправки за инерционность аппаратуры.

3. Приводят показания НК в скважине к условиям, при которых была получена зависимость стандартизованных показаний НК от $w_н$ для пластов данной литологии [23, 100], для этого необходимы данные о диаметре скважины против исследуемого пласта, минерализации пластовой воды и промывочной жидкости, положения обсадной колонны и свойствах цементного камня против исследуемого участка.

4. Устанавливают масштаб приведенных показаний НК в единицах, принятых при

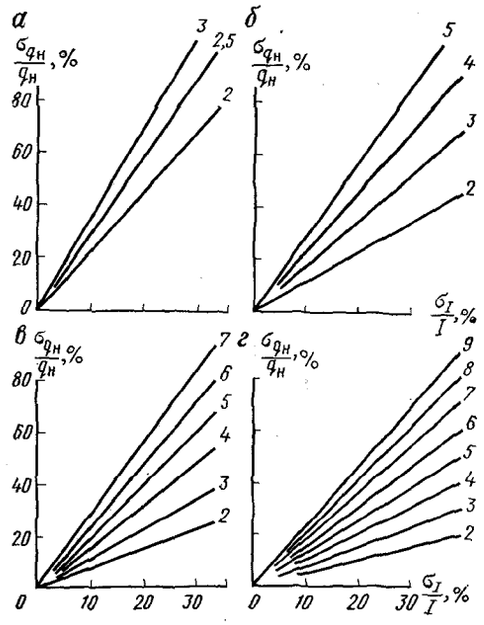


Рис. XXI.13. Погрешности определения $q_н = w_н$. $I_{q_н} = 3\%/I_{q_н} = 40\%$: *а*—3, *б*—5, *в*—7, *г*—10; шифр кривых—значения $I/I_{q_н} = 40\%$; $a_2/a_1 = 1$

построении зависимости показаний НК от $w_н$. Применяют три способа, из которых первый наиболее точен.

1). В разрезе скважины выбирают несколько пластов с известным литологическим составом, $k_п$ и $w_н$, отличающихся их величинами (например, плотные породы, высокопористые коллекторы, глины). Для этих пластов по градуировочной зависимости устанавливают величины показаний НК, выраженные в любых относительных единицах. Далее по уравнениям метода наименьших квадратов (см. § 95) рассчитывают параметры a_2, b_2 и σ_V линейной регрессии

$$I_г = a_2 I + b_2, \qquad (XXI.18)$$

где $I_г$, I — показания против опорных пластов соответственно по градуировочной зависимости и снятые с кривой НК и приведенные к стандартным условиям, как указано выше.

Пользуясь этим уравнением, показания НК против исследуемых пластов выражаются в единицах $w_н$.

2). Используются в случаях, когда в разрезе скважины нет пластов с известными $k_п$ и $w_н$. Масштаб исправленных в соответствии с п. 3 показаний НК устанавливается по результатам калибровки [100] или показаниям НК против глин, каверны или одного пласта с известным $w_н$. Для этого по градуировочной кривой $I_{НК} = f(w_н)$ ($I_{НК}$ — стандартизированные показания НК) определяют стандартизированные по-

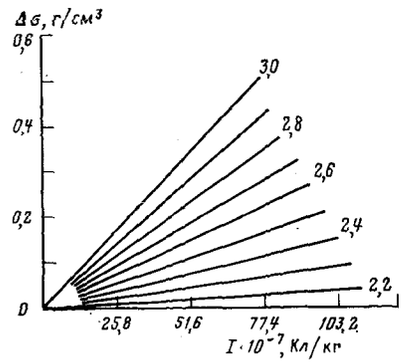


Рис. XXI.14. Палетка для определения поправки за влияние естественной радиоактивности пород при активности источника $242 \cdot 10^7$ Бк (65 мКи) [30]. Шифр прямых — объемная плотность пород в г/см³.

казания НК для реального или модельного пласта с известным $w_н$, затем полагают в уравнении (XXI.18) $I_{нг}=I_г$, $b_2=0$; и находят коэффициент a_2. Умножают на его величину исправленные по п. 3 показания НК против исследуемых пластов и выражают их в единицах $w_н$.

3). В случаях, когда $w_н$ пластов изменяется незначительно, или среднее значение $k_п$ устойчиво, для установления масштаба используют средневзвешенные по мощности водонасыщенного или нефтенасыщенного разреза показания НК, которые считают соответствующими величине $w_н$, определенной по соотношению (XXI.17), исходя из средних для разреза значений $k_п$ и q_x. Далее обработка ведется так, как при наличии данных о $w_н$ одного пласта.

5. По уравнению (XXI.17), исходя из значений $w_н$, подсчитывают $k_п$ водо- и нефтегазонасыщенных пластов (это возможно лишь, если известны значения всех параметров, входящих в это уравнение).

6. Определяют погрешность величины $k_п$:

$$\frac{\sigma_{k_п}}{k_п} = \sqrt{K_1^2\left(\frac{\sigma_{w_н}}{w_н}\right)^2 + K_2^2\left(\frac{\sigma_{q_x}}{q_x}\right)^2},$$

где $\sigma_{k_п}/k_п$ — относительный стандарт случайной погрешности $k_п$; $(\sigma_{w_н}/w_н)^2$, $(\sigma_{q_x}/q_x)^2$ — относительные дисперсии погрешностей определения $w_н$ и q_x;

$$K_1 = 1/\left(1 - \frac{q_x w_{нв}}{w_н}\right);\ K_2 = 1/\left(1 - \frac{w_н}{w_{нв} q_x}\right),$$

$\sigma_{k_п}/k_п$ определяются по рис. XXI.13.

В благоприятных условиях $\sigma_{k_п} \approx 3$ %. Величина систематической погрешности возникает из-за несоответствия свойств исследуемых пластов свойствам моделей, на которых получена градуировочная зависимость $I_{НК}=f(w_н)$. Она может достигнуть ~2 %, если не учитывать изменения литологии пластов (в карбонатных породах возможно завышение $k_п$, в песчаниках — как занижение, так и завышение $k_п$).

При оценке $k_п$ песчано-глинистых пород следует вносить поправки за глинистость пластов, установив для этого корреляционную связь между $\alpha_{ПС}$ (или данными ГК) и величиной q_x по пластам с известными значениями $k_п$, $k_в$ и k. Обычно такие зависимости получают по водонасыщенным пластам, для которых $k_п$ определяют по электрическому каротажу через $P=\rho_п/\rho_{пв}$, как указано выше. Для исследуемого пласта по такой зависимости по ПС и ГК определяют q_x, а затем, определив $w_н$ по уравнению (XXI.17), рассчитывают $k_п$, если известны $k_в$ и k.

При исследовании терригенных отложений с известковистым цементом используют зависимость показаний НК от $w_н$, построенную для известняков, что позволяет получить гарантированные оценки $k_п$. В карбонатном разрезе, содержащем доломитизированные породы, для гарантированных оценок $k_п$ и для выявления заведомо нефтегазонасыщенных пластов используют зависимость показаний НК от $w_н$, построенную для доломитов.

Для оценки максимальных значений $k_п$ терригенных отложений используют зависимость показаний НК от $w_н$ для песчаников, а карбонатных отложений — для известняков. При оценках $k_п$ по НК можно выделять газонасыщенные пласты и устанавливать максимальный объем их порового пространства (для этого применяют ту же величину $k_{п.зп}$, что и при оценках $k_п$ по ЭК через величину $\rho_{пз}$).

Оценка $k_п$ по данным ПГГК. Коэффициент пористости пластов связан с их объемной плотностью δ следующим образом:

$$k_п = \frac{\delta_{ск} - \delta}{\delta_{ск} - \delta_ф}, \qquad (XXI.19)$$

где $\delta_{ск}$, $\delta_ф$ — плотности минералогической скелета пласта и насыщающего его флюида (для кварца, кальцита, доломита и ангидрита $\delta_{ск}$ соответственно равны 2,65, 2,71, 2,85, 2,95 г/см³).

Показания ПГГК корреляционно связаны с δ осадочных пород. Для оценки δ по данным ПГГК строят градуировочные зависимости $I_{ГГК}=f(\delta)$ для пород различного литологического состава и применяемого зонда (обычно длиной 40 см). В показания ПГГК вносят поправки за плотности промывочной жидкости и глинистой корки, а также за толщину последней [30, 100]. Градуировочные кривые δ соответствуют уравнению

$$\lg I = k_1\delta + k_2,$$

где I — исправленные показания ПГГК, k_1 и k_2 — коэффициенты, величины которых зависят от конструкции прибора, диаметра скважины и плотности ПЖ.

Таблица XXI.16

Значения литологических поправок для аппаратуры РГП-2 [30]

Порода	$k_п$ (%) и $k_в$	δ, г/см³	$\Delta\delta$, г/см³
Известняк ($CaCO_3$)	$k_п=0$ $k_п=20$ $k_в=1$	2,71 2,37	0 0
Песчаник кварцевый (SiO_2)	$k_п=0$	2,65	0
	$k_п=20$ $k_в=1$	2,32	0
Песчаник полимиктовый (SiO_2=60 %, K_2O=20 %, Al_2O_3=20 %)	$k_п=0$ $k_п=20$ $k_в=1$	2,58—2,60 2,26—2,28	0,04 0,02
Доломит [$CaMg(CO_3)_2$]	$k_п=0$ $k_п=20$ $k_в=1$	2,87 2,50	0 0,01
Ангидрит ($CaSO_4$)	$k_п=0$	2,96	0
Гипс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$)	—	2,32	—0,04
Галит (NaCl)	—	2,2—2,3	0,1—0,11
Алюминий (Al_2O_3)	—	2,7	0,12
Барит ($BaSO_4$)	—	4,5	—0,15

Погрешность оценки δ по данным ПГГК в основном обусловлена эксцентриситетом прибора и неточным учетом свойств глинистой корки. Для уменьшения их влияния применяется двухзондовый ПГГК, поскольку указанные факторы меньше влияют на отношение показаний разных зондов, чем на сами показания [30].

По результатам измерений на моделях пластов построены зависимости прокалиброванных показаний ПГГК на двух зондах от плотности для различных типов пород [30]. В современной аппаратуре ПГГК автоматически производится обработка показаний обоих зондов с использованием обобщенной зависимости для оценки плотности осадочных пород и регистрируется изменение по разрезу эквивалентной плотности пласта $\delta_{экв}=f(H)$. Здесь

$$\delta_{экв} = \delta - \Delta\delta_р - \Delta\delta_л,$$

где $\Delta\delta_р$ — вклад радиоактивности горных пород; $\Delta\delta_л$ — поправка за литологию. По данным ГК и сведений о литологии пород по рис. XXI.14 и табл. XXI.16 определяют поправки и, вычитая их из $\delta_{экв}$, переходят к δ.

По уравнению XXI.19 оценивают $k_п$, учитывая литологию пород ($\delta_л$) и плотность флюида в прискважинной части пласта,

$$\delta_ф = \delta_в k_{вΔ} + \delta_{нг}(1 - k_{вΔ}),$$

где $k_{вΔ}$, $\delta_в$ — соответственно водонасыщенность пласта и плотность воды в зоне исследования ПГГК, не превышающей 15 см.

В пластах с ЗП $k_{вΔ}$ и $\delta_в$ соответствуют параметрам промытой зоны. Если $k_{вΔ}$ и Δ неизвестны, можно применять предельные оценки $k_п$: при определении порового объема продуктивных пород полагают, что $k_{вΔ}$ имеет минимальное значение, а при выделении нефтегазонасыщенных пластов $k_{вΔ}=1$. При известной литологии пород предельные значения порового объема нефтегазонасыщенных и водонасыщенных пластов близки к фактическим, а газонасыщенных существенно занижены. Наоборот, предельные $k_п$ по ПГГК наиболее пригодны для выделения газонасыщенных отложений.

Для оценки $k_п$ пластов в разрезах, где наблюдаются значительные вариации литологии пород, переходу от δ к $k_п$ предшествует литологическая классификация отложений, выполняемая согласно рекомендациям, приведенным в § 93, 95. В один класс объединяют породы, для которых $\delta_л$ и $\delta_ф$ можно считать случайными величинами, распределенными по нормальному закону.

Переход от δ к $k_п$ по уравнению (XXI.19) затрудняется глинизацией прискважинной зоны пласта, существенно изменяющей $\delta_ф$ в ее пределах, а следовательно, и δ, а также изменениями $k_{в.зп}$.

При определении $k_п$ глинистых пластов используют уравнение:

$$k_п = k_{пк} - k_{гл}\frac{\delta_м - \delta_{гл}}{\delta_м - \delta_ф},$$

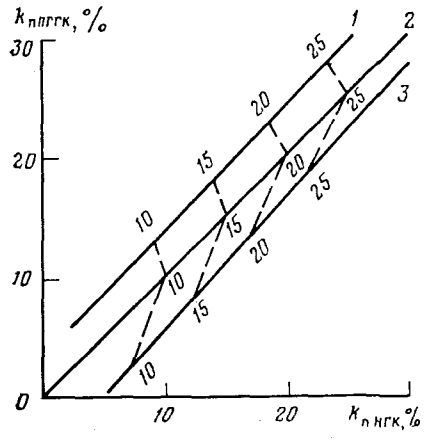


Рис. XXI.15. Номограмма для оценки $k_п$ неглинистых пластов песчаника (*1*), известняка (*2*) и доломита (*3*).
Пунктир — линии равной пористости (в %)

где $k_{пк}$ — величина $k_п$, определенная по данным ПГГК в предположении, что пласт неглинистый; $k_{гл}$ — объемное содержание глин в пласте; $\delta_м$, $\delta_{гл}$ — плотности неглинистой части скелета и глин. Величина $\delta_{гл}$ изменяется от 2,3 до 2,8 г/см³ в зависимости от типа глинистого вещества. Для водоносных пластов $(\delta_м-\delta_{гл})/(\delta_м-\delta_ф)$ в среднем составляет 0,1—0,2.

В благоприятных случаях (нефте- или водонасыщенные песчано-глинистые отложения с кварцевым скелетом и каолинитовыми глинами, а также карбонатные отложения без существенных примесей сульфатов и глин) погрешность оценки $k_п$ составляет не более 2 % абс. В литологически неоднородных разрезах эта величина значительно больше.

Для повышения точности определений $k_{пПГГК}$ ПГГК комплексируется с НК или АК. На рис. XXI.15 приведены кривые для оценки $k_п$ неглинистых пластов песчаника, а также незагипсованных пластов известняка и доломита по данным комплекса ПГГК и НГК. Кривые построены для случая, когда при оценке $k_п$ используются градуировочные кривые для известняков.

Использование данных акустического каротажа

Установлена корреляционная связь скорости $v_р$ и интервального времени пробега продольной волны $\Delta t_п$ с $k_п$ [36]. Для пород с мономинеральным составом скелета и гранулярной пористостью

$$\Delta t_п \approx (1-k_п)\,\Delta t_{ск} + k_п\,\Delta t_ф; \qquad (XXI.20)$$

$$k_п \approx \frac{\Delta t_п - \Delta t_{ск}}{\Delta t_ф - \Delta t_{ск}}, \qquad (XXI.21)$$

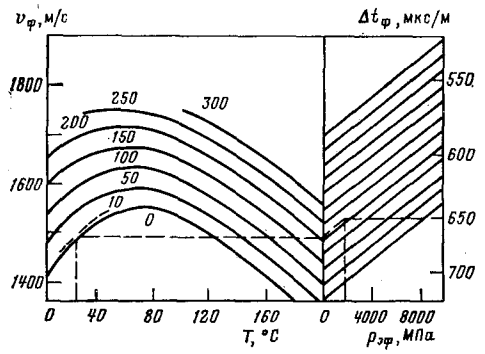


Рис. XXI.16. Палетка для определения $\Delta t_ф$ пластовых вод.
Шифр кривых — минерализация раствора NaCl в г/л

где $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_ф$ — интервальные времена в минеральном скелете породы и насыщающем ее флюиде в пределах зоны исследования АК (обычно не далее 25 см от стенки скважины).

Значение $\Delta t_{ск}$ зависит от минерального состава скелета, акустического контакта

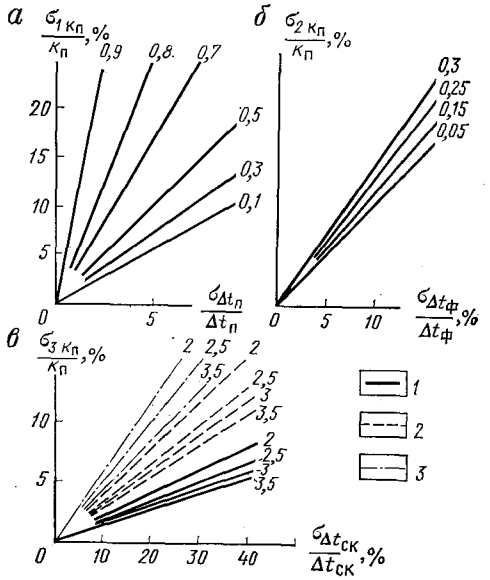


Рис. XXI.17. Погрешности оценок $k_п$.
а — зависимость σ_1, $k_п/k_п$ от $\sigma_{\Delta t_п}/\Delta t_п$; шифр кривых — $\Delta t_{ск}/\Delta t_п$; *б* — зависимость σ_2, $k_п/k_п$ от $\sigma_{\Delta t_ф}/\Delta t_ф$; шифр кривых — $\Delta t_{ск}/\Delta t_п$; *в* — зависимость σ_3, $k_п/k_п$ от $\sigma_{\Delta t_{ск}}/\Delta t_{ск}$; шифр кривых $\Delta t_п/\Delta t_{ск}$;

$$a = \left|\frac{[1-(\Delta t_ф/\Delta t_п)]}{[1-\Delta t_ф/\Delta t_{ск})]}\right|;$$

1 — 0,1, *2* — 0,2, *3* — 0,3

между частицами скелета и термобарических условий, а $\Delta t_ф$ — от состава флюида и термобарических условий (рис. XXI.16). Для нефти $\Delta t_ф \approx 715 \div 770$ мкс/м, для газа $\sim$2100 мкс/м [см. уравнение (1.3)]. Величины $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_ф$ уменьшаются с ростом глубины залегания исследуемых отложений. Оценка $k_п$ возможна, если определены $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_ф$ для исследуемых отложений и измерение $\Delta t_п$ выполнено с погрешностью не более 3 % (рис. XXI.17).

Определение $\Delta t_{ск}$. Для этого используют два способа.

1. Величину $\Delta t_{ск}$ устанавливают по данным измерения при термобарических условиях пласта $\Delta t_п$ и $k_п$ не менее чем на 30 образцах керна с известным $\Delta t_ф$ (обычно насыщенных раствором NaCl). По уравнению (XXI.20) для каждого образца рассчитывают $\Delta t_{ск}$. Если величины $\Delta t_{ск}$ подчиняются нормальному закону распределения случайной величины, то среднее значение $\Delta t_{ск.ср}$ принимают за искомое $\Delta t_{ск}$. В противном случае исследуемые породы разделяют на типы и для каждого из них устанавливают $\Delta t_{ск}$ так же, как для оценок m при определении $k_п$ по ЭК. Зависимость погрешности оценки $k_п$ от точности оценки $\Delta t_{ск}$ приведена на рис. XXI.17. Этот способ мало используется из-за трудности измерения $\Delta t_п$ и $k_п$ при термобарических условиях пласта и непостоянства $\Delta t_{ск}$ для продуктивных отложений большинства залежей.

2. Путем определения $\Delta t_п$ по АК и $k_п$ по керну устанавливают корреляционную связь $\Delta t_п$ и $k_{п.керн}$. Ее считают пригодной для оценки $k_п$, если она обеспечивает погрешность оценки $\sigma_{k_п} \leqslant 2$ %. В противном случае исследуемые породы подразделяют на типы, для каждого из которых устанавливается своя зависимость.

Определение $\Delta t_ф$.

$$\Delta t_ф = \Delta t_в k_{вΔ} + \Delta t_{нг}(1-k_{вΔ}), \qquad (XXI.22)$$

где $\Delta t_в$ и $\Delta t_{нг}$ — интервальные времена соответственно воды, нефти и газа в зоне исследования АК.

Величины $\Delta t_в$ и $\Delta t_{нг}$ определяют по справочным данным [23, 36]; $k_{вΔ}$ — соответствует $k_{в.зп}$, установленной по каротажу. При отсутствии этих данных $k_{вΔ}$ принимают равным $k_в$ пласта.

Оценка $k_п$. По диаграмме АК выделяют пласты (интервалы разреза, однородные по $\Delta t_п$ и $\alpha_р$) и определяют $\Delta t_п$ (см. гл. VII).

По данным комплекса ГИС устанавливают принадлежность каждого исследуемого пласта к одному из типов пород, для которых известны $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_ф$ или параметры зависимости $\Delta t_п = f(k_п)$. С использованием соответствующей зависимости оценивают $k_п$, погрешность может быть определена по рис. XXI.17.

Если данные о насыщенности пород в зоне исследования АК отсутствуют, возможны лишь предельные оценки $k_п$. Гарантированные (минимальные) значения $k_п$ получают при расчете $\Delta t_ф$ по уравнению (XXI.22) при $k_{вΔ}=k_в$. Максимальные оценки $k_п$ получают, взяв $k_{вΔ}=1$. Их используют при выделении нефтегазонасыщенных пластов.

При отсутствии данных о величинах $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_ф$ для неглинистых пород величина $k_п$ может быть приближенно оценена по формуле (XXI.21). При этом принимают следующие значения $\Delta t_{ск}$ (в мкс/м) для: песчаников и песков 170, полимиктовых отложений 182, известняков 156, доломитов 143; $\Delta t_ф$ определяют с помощью рис. XXI.16. Результаты расчета по формуле (XXI.21) умножают при исследовании нефтенасыщенного разреза на 0,9 и газонасыщенного разреза на 0,8.

Величину $k_п$ карбонатных пластов с вторичной пористостью определяют в предположении, что пористость пласта лишь гранулярная. В этих случаях оценки $k_п$ по АК характеризуют минимальное значение порового объема.

Использование данных комплекса ГИС

Оценка пористости основана на установлении многомерных корреляционных связей средних для пласта значений $k_п$, полученных по керну для интервалов с высоким его выносом (не менее 5—6 образцов на 1 м мощности), с данными каротажа. Наиболее широко применяют данные НК, ПГГК, ЭК, АК, ГК, а также сведения о мощности пласта. Результаты методов каротажа выражают в единицах пористости по результатам градуирования и стандартизации. Далее для определения наиболее достоверных значений $k_п$ показания отдельных видов каротажа взаимоувязываются с помощью многомерной корреляции на ЭВМ. Для карбонатных отложений целесообразно устанавливать раздельно связи для пластов с различным типом пористости.

Оценка $k_п$ *неоднородных пластов.* К неоднородным пластам относят интервалы разреза, однородные по каротажу, но неоднородные по результатам определений $k_п$ на образцах керна, распределение которых отличается от нормального. Наиболее распространены следующие типы неоднородных пластов:

а) карбонатные отложения со вторичной пористостью: трещиноватые, кавернозные трещинно-кавернозные и т. п.,

б) терригенные и карбонатные отложения с включениями, отличающимися по пористости от вмещающей их породы («блока»),

в) тонкое переслаивание песчано-глинистых отложений с различными $k_п$.

Для неоднородных пластов удается получать лишь приближенные, обычно минимально гарантированные оценки. Для оценки вторичной пористости $k_{кт}$ карбонатных отложений используют соотношение:

$$k_{кт} = k_{п2} - k_{п1},$$

где $k_{п_2}$ — пористость пласта, оцененная по РК в предположении, что он однороден по $k_п$; $k_{п_1}$ — пористость блока, определенная по керну или по АК для $\Delta t_{ск}$ блока. Величина $k_{п_2}$ соответствует общей пористости пласта.

Коэффициент трещиноватой пористости $k_т$ характеризует фильтрационные свойства пласта, может быть оценен по ЭК, если $\rho_ф \approx \rho_{пв}$, по формуле

$$k_т = A\left(\frac{\rho_{пв}}{\rho_{зп.\,т}} - \frac{1}{P_{бл}}\right),$$

где A — коэффициент, изменяющийся от 1 до 2 в зависимости от ориентации трещин, для хаотической системы трещин он равен 1,5 [23]; $\rho_{зп.т}$ — УЭС ЗП трещиноватого пласта; $P_{бл}$ — относительное сопротивление блока, определяемое через $k_{пНК}$ или $k_{пАК}$ по связи $P=f(k_п)$ для блока.

При $\rho_ф \neq \rho_в$ и отсутствии ЗП в блоке

$$\rho_{зп.\,т} = \frac{P_{бл}\rho_{пв}}{\dfrac{k_т P_{бл}\rho_{пв}}{A\rho_ф} + 1}.$$

Для более точных оценок $k_т$ применяют метод двух растворов (см. § 95). В этом случае, если нет ЗП в блоке,

$$k_т = A\frac{\rho_{ф1}\rho_{ф2}(\rho_{зп.\,т2} - \rho_{зп.\,т1})}{\rho_{зп.\,т1}\rho_{зп.\,т2}(\rho_{ф2} - \rho_{ф1})},$$

где $\rho_{зп.т1}$ и $\rho_{зп.т2}$ — УЭС ЗП при $\rho_{ф1}$ и $\rho_{ф2}$.

В других случаях $k_т$ оценивается по способу КВК (см. § 95, табл. XXI.10).

При тонком переслаивании песчано-алевролитовых и глинистых прослоев упрощенно предполагается, что все они однородные, поэтому справедливы следующие уравнения:

$$\frac{1}{\rho_п} = \frac{\varkappa_{гл}}{\rho_{п2}} + \frac{1-\varkappa_{гл}}{\rho_{п1}}; \qquad (XXI.23)$$

$$\alpha_{ПС} = \frac{\lg(U+q)/(1+q)}{\lg U}, \qquad (XXI.24)$$

где

$$U = \frac{\rho_{п1}}{\rho_{зп1}}, \quad q = \frac{\varkappa_{гл}}{1-\varkappa_{гл}}\frac{\rho_{п1}}{\rho_{п2}},$$

$\varkappa_{гл}$ — отношения суммарной мощности глинистых прослоев к мощности пласта; $\rho_п$, $\rho_{п1}$, $\rho_{п2}$, $\rho_{зп1}$ — УЭС пласта, песчаного и глинистого прослоев и ЗП песчаного прослоя.

Значения $\rho_{п1}$ и $\rho_{п2}$ принимают равными УЭС соответствующих мощных соседних пластов, а $\rho_п$ устанавливают по БКЗ или ИК. Затем по уравнению (XXI.23) вычисляют $\varkappa_{гл}$. Достоверность оценки $\varkappa_{гл}$ контролируют путем определений $\varkappa_{гл}$ по уравнению (XXI.24); его графическое решение приведено в работах [23, 36].

Далее рассчитывают пористость пласта

$$k_п = k_{п1}(1-\varkappa_{гл}) + k_{п2}\varkappa_{гл}, \qquad (XXI.25)$$

где $k_п$, $k_{п1}$, $k_{п2}$ — пористость сследуемого неоднородного пласта, песчаного и глинистого прослоев, известные по оценкам $k_п$ соответствующих аналогов.

В большинстве случаев строение пластов сложнее, чем использованная здесь простая модель и оценка $k_п$ по последнему уравнению оказывается завышенной особенно в продуктивном разрезе. Минимальная оценка $k_п$ в этих случаях устанавливается по ЭК, если $\rho_{п2} > \rho_{п1}$ (имеет место в водоносном разрезе). При этом полагают, что пласт обладает гранулярной пористостью. Значение $k_п$ определяют так, как изложено выше.

Для более точной оценки $k_п$ пластов, сложенных тонким переслаиванием песчаных и глинистых прослоев, привлекают результаты изучения образцов керна путем группирования пластов по ФЭС (см. § 99).

Оценка глинистости пластов по данным ГК и ПС

Использование ГК основано на повышенной радиоактивности глинистых минералов [100]. Удельная радиоактивность Q осадочных горных пород в случае отсутствия акцессорных минералов характеризуется соотношением

$$Q = Q_{ск}(1-q) + Q_q, \qquad (XXI.26)$$

где q — содержание глинистого материала; Q_q — его удельная радиоактивность; $Q_{ск}$ — удельная радиоактивность скелета породы.

Связь Q и q является корреляционной, поэтому для исследуемых отложений строится зависимость $Q=f(q)$ по форме, показанной на рис. XXI.18. Связь Q с q описывается уравнением

$$Q = K_I q^a,$$

где $a=0{,}3 \div 0{,}8$; K_I — коэффициент, устанавливаемый экспериментально.

Оценку q по указанной корреляционной зависимости производят в следующей последовательности.

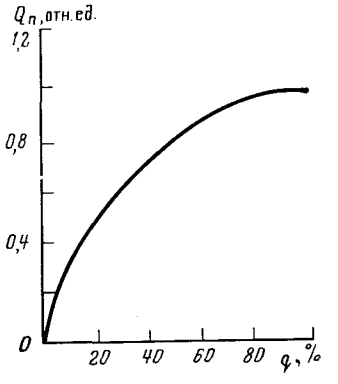


Рис. XXI.18. Усредненная зависимость естественной радиоактивности $Q_п$ терригенных отложений от глинистости q

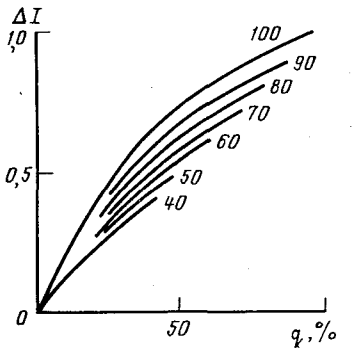


Рис. XXI.19. Палетки для приближенной оценки глинистости осадочных горных пород.

Шифр кривых — поправочный коэффициент $q_{оп}$ (в %)

1. Вводят параметр

$$\Delta I = \frac{I_i - I_{min}}{I_{max} - I_{min}}, \qquad (XXI.27)$$

где I_i, I_{min} и I_{max} — показания ГК, приведенные к единым скважинным условиям, против исследуемого пласта и опорных пластов с $q_{оп}=0$ и 100 %.

2. Устанавливают связь $\Delta I = K_2 Q$ по пластам с известной по керну глинистостью и определяют из этих данных величину коэффициента K_2, используя для определения значений Q зависимость (XXI.18). По этим данным получают для изучаемых отложений зависимость $\Delta I = f(q)$. Если зависимость $Q=f(q)$ для этих отложений не установлена, применяют усредненную зависимость, показанную на рис. XXI.19.

3. По кривой ГК выделяют исследуемые и опорные пласты, определяют показания ГК для них и путем введения поправок [100] приводят их к условиям, при которых было получено соотношение $\Delta I = f(q)$.

4. По уравнению (XXI.27) рассчитывают величины ΔI для исследуемых пластов. Если $q_{оп} < 100$ %, то параметр ΔI соответственно уменьшается. В этом случае для оценки q исследуемого пласта берут кривую, приведенную на рис. XXI.19 с шифром $q_{оп}$.

Оценка q в благоприятных условиях (кварцевые песчаники, известняки) проводится с погрешностью 25—30 % отн. Ее точность с использованием спектроскопии естественного ГИ может быть повышена до 10 % отн. В неблагоприятных условиях (полимиктовые отложения) q приближенно оценивается по данным естественного ГИ.

Использование данных ПС основано на повышенной диффузионно-адсорбционной активности глинистых отложений. Показания $\alpha_{ПС}$ корреляционно наиболее тесно связаны с приведенной емкостью катионного обмена терригенных пород с распределенным глинистым материалом. Связи $\alpha_{ПС}$ с глинистостью характеризуются большой дисперсией и пригодны лишь для приближенных оценок глинистости, позволяющих классифицировать породы на типы по глинистости. При высокой активности глинистого материала (монтмориллонитовая глина) породы по ПС разделяют на четыре типа и более, при меньшей активности глин (каолин) выделяют два — три типа.

Связи $\alpha_{ПС}$ с глинистостью устанавливают по пластам, охарактеризованным керном. При этом нельзя их экстраполировать, так как часто в пределах отложений одной залежи для разных типов пород различен вид связи $\alpha_{ПС}$ с глинистостью. В этих случаях перед определением последней по ПС они классифицируются с помощью данных ГИС. В этом случае применяется та же последовательность работ, что и при использовании ЭК и АК в условиях, когда параметры связей различны в пределах разных типов пород.

Определения глинистости проводят в следующей последовательности: а) определяют $\alpha_{ПС}$, б) выбирают связи $\alpha_{ПС}$ и $k_{гл}$ для исследуемых отложений. По указанной связи устанавливают $k_{гл}$. Оценки последней величины по ПС наиболее эффективно используют при определениях $k_п$ и $k_{нп}$ по ЭК.

Определение УЭС пластовой воды

Оценку $\rho_{пв}$ проводят следующими способами.

1. Лабораторным резистивиметром [71] при фиксированной температуре T_i измеряют $\rho_{пв_i}$ пробы пластовой воды. Для оценки УЭС воды при пластовой температуре $\rho_{пвT}$ используют соотношение [36]

$$\rho_{пв\,T} = \frac{\rho_{пв\,i}}{1 + \alpha_T(T-T_i) + \beta_T(T-T_i)^2},$$

где α_T и β_T — температурные коэффициенты электропроводности, величины которых зависят от химического состава электролита.

Для NaCl $\alpha_T = 216 \cdot 10^{-4}$ и $\beta_T = 8 \cdot 10^{-6}$. Если $\rho_{пв_i}$ измерены при $T_i = 20$ °С или 25 °С, а температура пласта >10 °С, то $\rho_{пвT}$ в первом приближении рассчитывают по формулам

$$\rho_{пв\,T} = \frac{\rho_{пв20}}{0{,}022T + 0{,}56};$$

$$\rho_{пв\,T} = \frac{\rho_{пв25}}{0{,}021T + 0{,}475}.$$

При измерении $\rho_{пв_i}$ необходим контроль представительности проб, так как часто пробы представляют смесь пластовой воды и фильтрата ПЖ. При бурении скважин на водных ПЖ проба представительная для оценки УЭС пластовой воды, если не менее трех последовательно отобранных

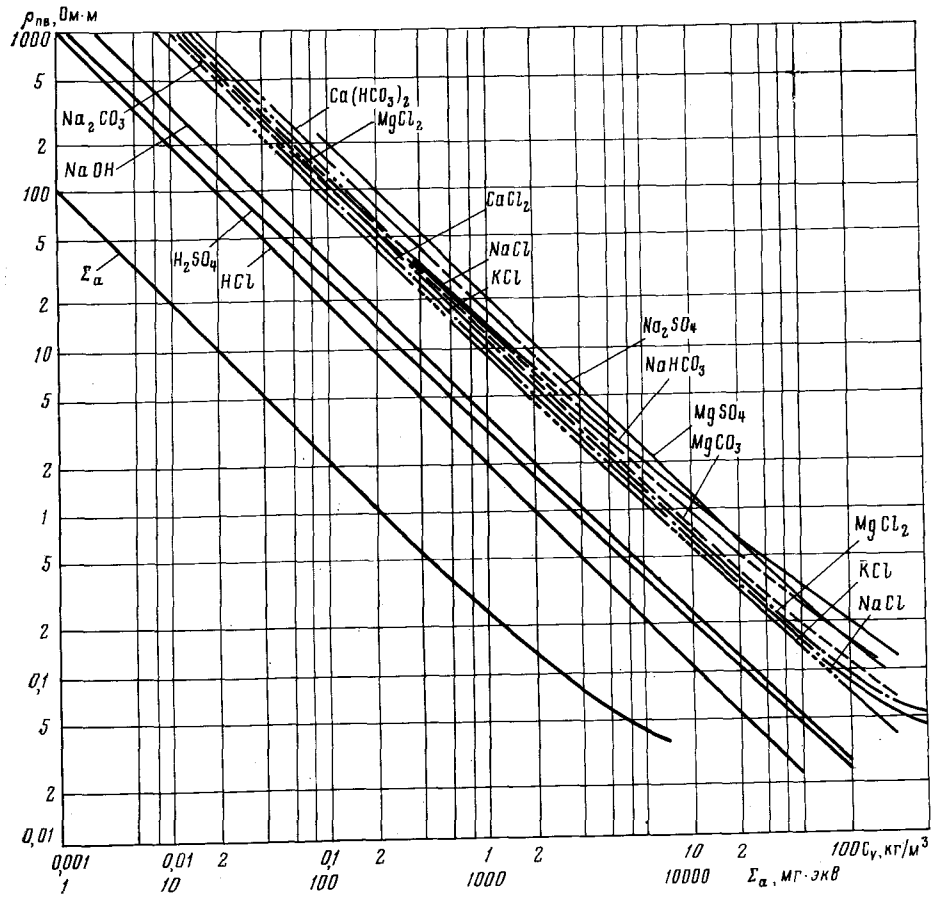


Рис. XXI.20. Зависимость $\rho_{пв}$ от концентрации анионов Σ_a при T=20 °С

проб имеют равное УЭС (в пределах точности измерения) при одной и той же температуре. Эти пробы должны отбираться не чаще, чем через время, соответствующее отбору из пласта ~1 м³ воды на 1 м вскрытой мощности. Контроль представительности проб проводят с помощью лабораторных измерений УЭС или на скважине поверхностным резистивиметром.

2. Рассчитывают $\rho_{пв20}$ на основании результатов химического анализа представительных проб пластовой воды [36], а затем по написанным выше уравнениям вычисляют $\rho_{пвT}$:

Таблица XXI.17

Коэффициенты пересчета концентрации ионов на эквивалентную концентрацию Na и Cl по электропроводности [36]

Суммарная концентрация солей, моль/л	$K_{кi}$ для катионов				K_{ai} для анионов			
	Na^+	K^+	$\frac{1}{2}Ca^{2+}$	$\frac{1}{2}Mg^{2+}$	Cl^-	$\frac{1}{2}SO_4^{2-}$	$\frac{1}{2}CO_3^{2-}$	HCO_3
<0,02	1	0,88	1,19	1,71	1	0,68	1	0,34
0,02—0,06	1	0,89	1,14	1,59	1	0,64	0,93	0,33
0,06—0,2	1	0,91	1,04	1,45	1	0,56	0,80	0,32
0,2—0,6	1	0,92	0,93	1,26	1	0,47	—	0,31
0,6—2,0	1	0,94	0,85	1,07	1	0,36	—	0,30
>2,0	1	1	0,86	1	1	0,24	—	0,31

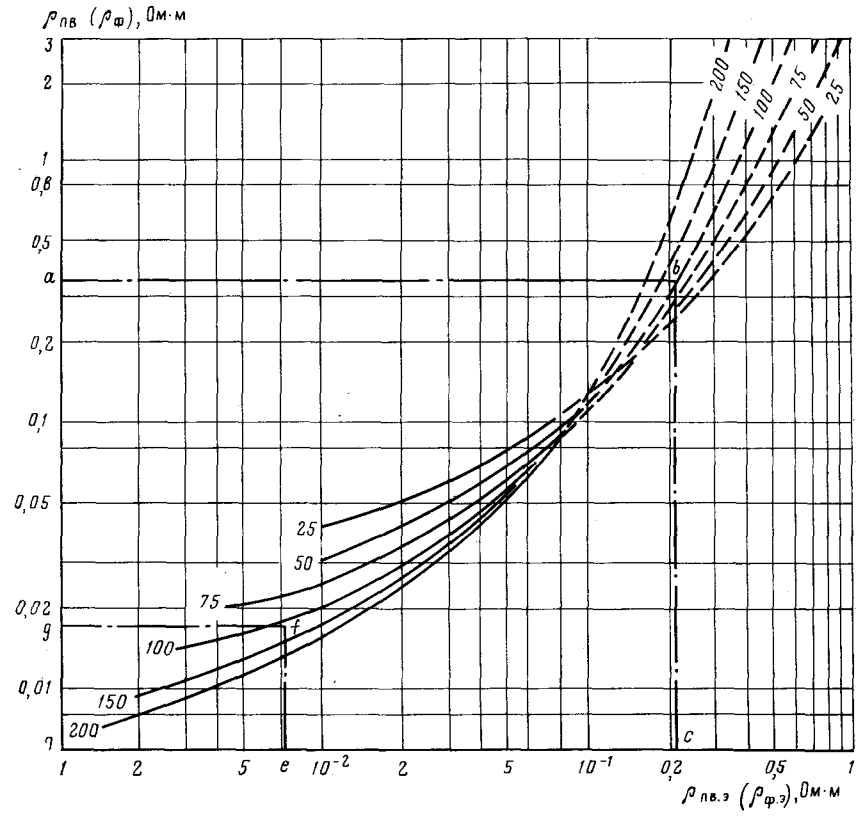


Рис. XXI.21. Зависимость $\rho_{пв}$ ($\rho_ф$) от эквивалентного УЭС $\rho_{пв.э}(\rho_{ф.э})$.
Шифр кривых — T в °С

$$\rho_{пв20} = \frac{10}{\sum_i (C_{a\,i} e_{a\,i} f_{a\,i} + C_{к\,i} e_{к\,i} f_{к\,i})},$$

где C_{ai}, $C_{кi}$ — концентрация анионов и катионов в растворе (моль/л), e_{ai}, $e_{кi}$ — электрическая подвижность при бесконечном разбавлении соответственно анионов и катионов; f_{ai} и $f_{кi}$ — коэффициенты электропроводности соответственно анионов и катионов.

Минерализация пластовых вод нефтегазовых залежей обычно обусловлена содержанием в ней NaCl. При содержании иных ионов менее 10 % $\rho_{пв20}$ определяют по содержанию анионов с помощью кривой, приведенной на рис. XXI.20. При содержании других солей, превышающем 10 % количества NaCl, реальный раствор пластовой воды отождествляют эквивалентным по проводимости раствором NaCl и по рис. XXI. 20 определяют $\rho_{пв20}$. Минерализация эквивалентного раствора вычисляется по соотношению

$$C_{\Sigma\,эк} = \sum [(K_{a\,i} C_{a\,i} + K_{к\,i} C_{к\,i})].$$

где K_{ai}, $K_{кi}$ — коэффициенты для анионов и катионов, приведенные в табл. XXI.17.

3. Значение $\rho_{пвT}$ определяют по двум кривым ПС, записанным против исследуемого пласта при двух различных минерализациях ПЖ:

$$\lg \rho_{пв.эк} = \lg \rho_{ф.эк1} - \Delta U_{ПС1} \lg \frac{\rho_{ф.эк1}}{\rho_{ф.эк2}} \Big/ (\Delta U_{ПС1} - \Delta U_{ПС2}),$$

где $\rho_{ф.эк1}$, $\rho_{ф.эк2}$ — эквивалентные УЭС фильтрата ПЖ при первом и втором каротаже, определяемые через $\rho_ф$ по рис. XXI. 21;

$\Delta U_{ПС1}$, $\Delta U_{ПС2}$ — аномалии ПС соответственно при $\rho_{ф.эк1}$ и $\rho_{ф.эк2}$. По $\rho_{пв.эк}$ с помощью рис. XXI.21 определяют $\rho_{пв}$.

Расчет $\rho_{пв}$ по этому уравнению дает удовлетворительные результаты, если $\rho_{ф.эк1}$ и $\rho_{ф.эк2}$ различаются в 5 раз и более (см. рис. XXI.18), а $\rho_{ф.эк1}$ и $\rho_{ф.эк2}$ отличаются от $\rho_в$ не более чем в 10 раз. В этом случае обычно соблюдается условие $\rho_{ф.эк1} > \rho_в \geqslant \rho_{ф.эк2}$. Расчет $\rho_{пв}$ по последнему уравнению может быть проведен графически: по оси ординат откладывают $\Delta U_{ПС}$ (в арифметическом масштабе), по абсцисс $\rho_{ф.эк}$ (в логарифмическом масштабе). Через две точки с координата-

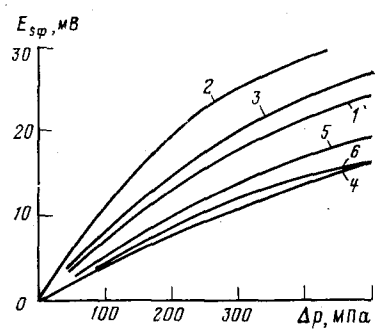


Рис. XXI.22. Зависимости фильтрационной компоненты $E_{SФ}$ от репрессии на пласт Δp для глинистых корок, сформированных из различных глинистых промывочных жидкостей.

Добавки к ПЖ: *1* — исходная бентонитовая обработка, *2* — 0,025 % NaOH, *3* — 0,5 % УЩР, *4* — 0,05 н $CaCl_2$, *5* — 0,5 % ССБ, *6* — 0,5 % КМЦ

ми $\Delta U_{ПС1}$—$\rho_{ф.эк1}$ и $\Delta U_{ПС2}$ —$\rho_{ф.эк2}$ проводят прямую до пересечения с осью абсцисс, точка пересечения соответствует $\rho_{пв.эк}$. Оценки $\rho_{пв}$ наиболее достоверные (погрешность не более 20 %) в водонасыщенном разрезе, а в продуктивном — для пластов с невысокими ФЕС, так как против пластов с высокими ФЕС, в которых имеет место поступление ПЖ, аномалии ПС существенно изменяются во времени [14].

4. Значение $\rho_{пвT}$ определяют по одной кривой ПС на основе уравнения

$$E = -K_{ПСT} \lg \frac{\rho_{ф.эк\,T}}{\rho_{пв.эк\,T}}, \qquad (XXI.28)$$

где E — амплитуда $\Delta U_{ПС}$ для пласта бесконечной мощности, исправленная за влияние фильтрационного потенциала:

$$E = \frac{\Delta U_{ПС}}{\nu} - E_{SФ}$$

(ν определяют по рис. XXI.12; $E_{SФ}$ — приближенно оценивают по рис. XXI.22), $K_{ПСT}$ — коэффициент аномалии ПС при T пласта. В неглинистых водонасыщенных песчаных пластах с вмещающими высокодисперсными глинами при T=18 °С $K_{ПС_{18}}$ = =60÷65 мВ [23, 36]

$$K_{ПСT} = K_{ПС18} \frac{T + 273}{291}.$$

Оценки $\rho_{пвT}$ по уравнению (XXI.28) тем точнее, чем меньше отношение $\rho_{ф.эк}/\rho_{в.эк}$. Погрешность оценки $\rho_{пвT}$ в водонасыщенном разрезе не превышает 30 %, если $\rho_{ф.эк}/\rho_{в.эк} < 10$. В продуктивном разрезе оценки $\rho_{пв}$ по уравнению (XXI.28) сопряжены с большими погрешностями. В основном оценки $\rho_{пв}$ по уравнению (XXI.28) в продуктивном разрезе завышены

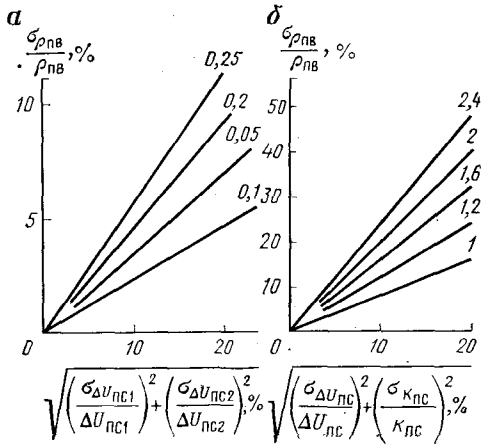


Рис. XXI.23. Зависимость $\frac{\sigma_{\rho_{пв}}}{\rho_{пв}}$ от

$$\sqrt{\left(\frac{\sigma_{\Delta U_{ПС1}}}{\Delta U_{ПС1}}\right)^2+\left(\frac{\sigma_{\Delta U_{ПС2}}}{\Delta U_{ПС2}}\right)^2}$$

при различных отношениях $\rho_{ф.эк1}/\rho_{ф.эк2}$, $\rho_{в.эк}/\rho_{ф.эк1}$, $\rho_{в.эк}/\rho_{ф.эк2}$ (*а*);

шифр кривых — значение параметра

$$a = \left| \ln 10 \; \frac{\lg \frac{\rho_{ф эк1}}{\rho_{пв}} \lg \frac{\rho_{ф эк2}}{\rho_{пв}}}{\lg \frac{\rho_{п1}}{\rho_{п2}}} \right|;$$

зависимость $\frac{\sigma_{\rho_{пв}}}{\rho_{пв}}$ от $\sqrt{\left(\frac{\sigma_{\Delta U_{ПС}}}{\Delta U_{ПС}}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{k_{ПС}}}{k_{ПС}}\right)^2}$

при различных отношениях $\rho_{пв.э}/\rho_{ф.э}$ (*б*);

шифр кривых — $\left| \ln 10 \lg \frac{\rho_{пв.э}}{\rho_{ф.э}} \right|$

из-за завышения $k_{ПС}$ и занижения $\Delta U_{ПС}$.

Погрешности $\sigma_{\rho_{пв}}$ при определении его по двум кривым ПС при различных минерализациях ПЖ и по одной кривой ПС устанавливаются по графикам на рис. XXI.23.

§ 97. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА

Коэффициент нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ определяют по данным каротажа сопротивления и нейтронного (ИННК, НГК, НКТ). Разрабатывается методика определения $k_{нг}$ по данным диэлектрического каротажа.

Использование данных каротажа сопротивлений

Нефтегазонасыщенность по сопротивлению определяется только в коллекторах с межзерновой пористостью чистых и глинистых. Расчет $k_{нг}$ чистых коллекторов и с рассеянной глинистостью осуществляется либо по кривой зависимости $P_н = f(k_{нг})$, либо по формуле, представляющей аналитическое выражение этой зависимости:

$$k_в = 1 - k_{нг} = \sqrt[n]{\frac{1}{P_н}} = \sqrt[n]{\frac{\rho_{вп}}{\rho_п}}.$$

Показатель степени n в этой формуле или исходная кривая $P_н = f(k_{нг})$ должны соответствовать условиям разведуемой залежи. Для этого рассматриваемую зависимость получают экспериментально, измеряя $\rho_п$ на образцах керна из данного пласта при различной водонасыщенности. Образцы насыщают водой, аналогичной по составу пластовой. При отсутствии измерений на кернах из данного пласта используют зависимость, полученную для пластов, аналогичных исследуемому.

Значение $\rho_п$ устанавливают по данным БКЗ или комплексу разнотипных зондов (ИК, БК, обычные зонды). Значение $\rho_{вп}$ рассчитывают по формуле

$$\rho_{вп} = P\rho_в.$$

Относительное сопротивление рассчитывают по величине пористости $k_п$ по формуле

$$P = a/k_п^m,$$

где a и m — постоянные для данного пласта. В отдельных случаях (чистые коллекторы, известно содержание нефти, газа и пластовой воды в зоне проникновения) значение P можно установить по УЭС зоны проникновения или промытой зоны.

Величину $\rho_в$ оценивают по результатам химического анализа пластовых вод. При его отсутствии или изменчивости минерализации пластовой воды по площади эта величина определяется по ПС. Если минерализация пластовой воды не изменяется по площади, то $\rho_в$ можно получить по УЭС и пористости пласта за контуром нефтегазоносности, используя приведенную выше формулу.

Если пористость и минерализация воды в пласте изменяются в небольших пределах, то в качестве $\rho_{вп}$ для определения нефтегазонасыщенности можно использовать УЭС пласта за контуром нефтегазоносности или ниже ВНК (ГВК). Это допустимо только при отсутствии в пласте остаточной нефти.

Нефтегазонасыщенность слоистого глинистого коллектора подсчитывается по формуле

$$k_н = k_{нч}(1 - C_{гл})\frac{k_{пч}}{k_п}, \qquad (XXI.29)$$

где $C_{гл}$ — содержание глинистых (непроницаемых) прослоев в коллекторе (песчано-глинистой пачке); $k_{нч}$ и $k_{пч}$ — нефтегазонасыщенность и пористость песчаных чистых прослоев (проницаемой части пачки).

Значение $C_{гл}$ можно определить по ГК, ПС и по каротажу сопротивления, причем последний способ наиболее надежен. В последнем случае используется формула

$$\frac{1}{\rho_п} = \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{\rho_{нч}}. \qquad (XXI.30)$$

где $\rho_п$, $\rho_{гл}$ и $\rho_{нч}$ — УЭС пачки, глинистых и чистых (проницаемых) прослоев. Значение $\rho_п$ устанавливается по данным электрического каротажа (БКЗ, ИК, БК); $\rho_{гл}$— по БМК, БК или принимается равным УЭС вмещающих глин; $\rho_{нч}$ берется по аналогии с близлежащими коллекторами или рассчитывается по принятому значению $k_{нч}$ в порядке, обратном описанной выше методике определения $k_{нг}$ чистых коллекторов.

Если мощность прослоев глин в коллекторе больше 20 см, то их можно выделить и определить $C_{гл}$ по данным БМК или МК.

Значение $k_{нч}$ в формуле (XXI.29) принимается по аналогии с соседними коллекторами, либо устанавливается в лаборатории по остаточной водонасыщенности керна из данного пласта. Если глинистость определена не по формуле (XXI.30), а каким-либо другим способом (по ГК, ПС, БМК, МК), то $k_{нч}$ можно рассчитать по значению $\rho_{нч}$, определенному по формуле (XXI.30). Для этого используется описанная выше методика определения $k_{нг}$ чистых коллекторов.

Входящие в формулу (XXI.29) значения $k_п$ и $k_{пч}$ могут быть оценены по керну. При отсутствии или недостатке керновых данных $k_{пч}$ может быть принята по аналогии с соседними пластами. Значение $k_п$ можно определить также по ГГК или АК.

Нефтегазонасыщенность глинистого слоистого коллектора, содержащего непроницаемые прослои высокого сопротивления, можно вычислить с помощью уравнения

$$\frac{1}{\rho_п} = \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{C_{пл}}{\rho_{пл}} + \frac{(1 - C_{гл} - C_{пл})}{\rho_{нч}}, \qquad (XXI.31)$$

где $C_{пл}$ и $\rho_{пл}$ — объемное содержание и УЭС непроницаемых прослоев высокого сопротивления. Значение $C_{пл}$ устанавливается по БМК или МК, $\rho_{пл}$ — по БМК, БК или принимается равным УЭС аналогичного по литологии соседнего пласта.

Задача определения по данным каротажа $k_{нг}$ коллекторов со вторичной пористостью (кавернозных, трещинных, кавернозно-трещинных) в настоящее время не решается. Обычно для таких коллекторов принимают условно $k_{нг}$=0,85÷1,0.

Таблица XXI.18

Декремент затухания λ для некоторых минералов и горных пород

Минерал, горная порода	λ, $мс^{-1}$
Кварц (SiO_2)	0,9
Кальцит ($CaCO_3$)	1,59
Доломит [$CaMg(CO_3)_2$]	1,04
Ангидрит ($CaSO_4$)	2,78
Гипс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$)	4,0
Галит (NaCl)	1,67
Ортоклаз [$K(AlSi_3O_8)$]	3,3
Альбит [$Na(AlSi_3O_8)$]	1,59
Анортит [$Ca(Al_2Si_2O_8)$]	1,51
Сидерит ($FeCO_3$)	1,1
Каолинит ($Al_2O_3 2SiO_2 \cdot 2H_2O$)	2,78
Монтмориллонит ($Al_2O_3 4SiO_2 \cdot 4H_2O$)	2,5
Вода пресная (H_2O)	4,83
Вода пластовая (в зависимости от минерализации) ($H_2O+NaCl$)	4,83—25
Нефть (CnH_{2n})	4,75
Газ (в зависимости от давления) (CH_4)	0,33—3,3
Песчаники, насыщенные пресной водой ($C_в<15$ г/л) или нефтью	1,5—3,5
Песчаники, насыщенные соленой водой ($C_в=200$ г/л)	3—9
Песчаники, насыщенные соленой водой и нефтью ($k_н=50$ %)	2—6
Газоносные песчаники	1,2—5
Известняки, насыщенные соленой водой ($C_в=200$ г/л)	1,7—6
Глины	4—10
Гранит	3,3—4

Использование данных радиоактивного каротажа

Нефтегазонасыщенность может быть определена по диаграммам ИННК и стационарных методов НК (НГК, НКТ). Эти определения должны проводиться в крепленых скважинах после расформирования зоны проникновения (спустя несколько месяцев после крепления скважины).

Определение нефтегазонасыщенности по ИННК основано на различии значения декремента затухания λ для нефти и минерализованной пластовой воды (табл. XXI.18).

Точность определения нефтенасыщенности по ИННК тем выше, чем больше минерализация пластовой воды $C_в$ и пористость пласта $k_п$. Точность можно считать хорошей, если: 1) $C_в=200 \div 250$ г/л, $k_п>10 \div 15$ %; 2) $C_в=100 \div 150$ г/л, $k_п>15 \div 20$ %.

Коэффициент нефтенасыщенности вычисляют по формуле

$$k_н = \frac{(\lambda_в - \lambda_т) k_п + \lambda_т - \lambda_п}{(\lambda_в - \lambda_н) k_п},$$

где $\lambda_п$, $\lambda_т$, $\lambda_в$, $\lambda_н$ — декремент затухания соответственно в породе, твердой фазе, воде и нефти.

Для терригенного глинистого коллектора приближенно

$$\lambda_т = \lambda_{кв}(1 - C_{гл}) + \lambda_{гл} C_{гл},$$

где $\lambda_{кв}$ и $\lambda_{гл}$ — декременты затухания в кварце и глинистой фракции.

Для доломитизированных известняков

$$\lambda_т = \lambda_{из} C_{из} + \lambda_д C_д,$$

где $\lambda_{из}$, $\lambda_д$ — декременты затухания в известняке (кальците) и доломите; $C_{из}$, $C_д$ — их объемные доли.

Таким же путем можно определить и газонасыщенность $k_г$, если заменить $k_н$ и $\lambda_н$ на $k_г$ и $\lambda_г$ ($\lambda_г$ — декремент затухания в газе).

Возможность определения газонасыщенности пластов стационарными нейтронными методами (НГК, НКТ) обусловлена меньшим водородосодержанием газа, по сравнению с нефтью или водой. Различие газоносных пластов от водо- и нефтенасыщенных по водородосодержанию (и следовательно, эффективность НК при определении $k_г$ снижается по мере увеличения пластового давления, глинистости и загипсованности пластов. При пластовом давлении более 40—50 МПа (т. е. при глубине пластов свыше 4000 м) определение $k_г$ по НК практически невозможно.

§ 98. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖИ

Для подсчета запасов нефти и газа, а также для проектирования системы разработки нефтяных и газовых месторождений используют средние параметры залежи [44]. Данные ГИС широко применяют для оценки средней эффективной нефте- или газонасыщенной мощности залежи $h_{эф.ср}$, а также средних значений коэффициентов нефтегазонасыщенности $k_{нг.ср}$ и пористости $k_{п.ср}$.

Оценка $h_{эф.ср}$. Используют два способа.

1. Оценка $h_{эф.ср}$ *по картам эффективной* мощности. Для этого по данным ГИС в каждой i-й скважине определяют суммарную эффективность мощности $h_{эф}$ всех нефтенасыщенных, а также раздельно газонасыщенных пластов в интервале от ВНК (ГЖК) до кровли залежи или до ГНК при *наличии газовой шапки*. Если скважина искривлена, в $h_{эфi}$ вносят поправку, обеспечивающую учет искривления (см. § 95). Полученное значение $h_{эф}$ присваивают точке, соответствующей положению на плане i-й скважины. Путем линейной интерполяции определяют положения пунктов, где $h_{эф}$ равны. Через эти пункты проводят линии равных значений $h_{эф}$ — изопахит. Сечение изопахит выбирают в зависимости от степени изменчивости $h_{эф}$. Чаще всего используют стандартные сечения 2, 5, 10, 25 м. Они должны быть не менее удвоенной погрешности оценки $h_{эф}$. При наличии на площади залежи тектонических нарушений их предварительно наносят на план и изолинии проводят с учетом положения нарушений [44].

Величину $h_{эф.ср}$ рассчитывают по формуле

$$h_{эф.\,ср} = \frac{\sum 0{,}5 S_{j.\,j+1} (h_{эф\,j} + h_{эф\,j+1})}{S}, \qquad (XXI.32)$$

где $S_{j,\,j+1}$ — площади, ограниченные на карте $h_{эф}$ изопахитами с числовыми значениями $h_{эфj}$ и $h_{эф\,j+1}$; j — порядковый номер изопахиты; S — площадь залежи.

Оценка $h_{эф.ср}$ по этой формуле удовлетворительно точна, если разбуренность залежи *достаточна для применения метода* линейной интерполяции. Погрешность $\sigma_{h_{эф}}$ таких построений обычно можно определить после бурения дополнительных скважин (или исключения при построении карты данных по части скважин, что возможно при большом их количестве):

$$\sigma_{h_{эф}} = \sqrt{\frac{\sum^{n} (h_{эф\,i\,к} - h_{эф\,i\,ф})^2}{n-1}};$$

$$\sigma_{h_{эф.\,ср}} \approx \frac{\sigma_{h_{эф}}}{\sqrt{N}},$$

$h_{эфiк}$, $h_{эфiф}$ — величины $h_{эф}$ в i-й точке соответственно прогнозные по карте, фактические по скважине, не использованной при построении карты изопахит; n — число скважин, не использованных при построении карты; N — число скважин, по которому построена карта.

Оценки $\sigma_{h_{эф}}$ *по этому уравнению* представительны, если получены по данным об $h_{эф}$ в скважинах, равномерно распределенных по площади залежи.

Опыт работ показал, что по результатам разведочного бурения наибольшие погрешности в оценке $h_{эф.ср}$ имеют место при изучении массивных залежей. Для них $\sigma_{h_{эф.ср}} / h_{эф.ср} \approx 0{,}3$.

2. Оценка $h_{эф.ср}$ по средним значениям $h_{эф.i}/h_i$, где h_i — общая мощность залежи в интервале оценки $h_{эфi}$. Для этого определяют $h_{ср}$ по схеме оценки $h_{эф.ср}$ по уравнению (XXI.32). Однако при этом обеспечивается более высокая точность оценки $h_{ср}$, так как карту мощности строят по результатам геофизической разведки (преимущественно сейсморазведки) и данным бурения (см. § 99). Величину $\alpha = h_{эфi}/h_i$ устанавливают по всем пробуренным скважинам (α в терригенном разрезе называют коэффициентом песчанистости). Далее изучают связь $\alpha=f(x, y)$, где x, y — координаты скважин на площади). В ряде случаев имеют место более простые связи вида $\alpha=f(h_i)$ или $\alpha=f(H_i)$, где H_i — абсолютная отметка кровли залежи в i-й скважине. По *указанным* связям определяют среднее значение $\alpha_{ср}$. В пределах изученных регионов обычно связи $\alpha=f(x, y)$ различаются лишь значениями коэффициентов $h_{эф.ср}=\alpha_{ср} h_{ср}$.

Погрешность оценки $h_{эф.ср}$ определяют из погрешностей оценки $h_{ср}$ и $\alpha_{ср}$:

$$\frac{\sigma_{h_{эф.\,ср}}}{h_{эф}} = \sqrt{\sigma^2_{\alpha_{ср}} + \sigma^2_{h_{ср}}},$$

где $\sigma_{\alpha_{ср}}$, $\sigma_{h_{ср}}$ — *относительные* погрешности оценки $\alpha_{ср}$ и $h_{ср}$; $\sigma_{\alpha_{ср}}$ — определяют из связи $\alpha=f(x, y)$ или подобной; максимальная оценка

$$\sigma_{\alpha_{ср}} = \frac{1}{\alpha_{ср}} \sqrt{\sum^{N} \frac{(\alpha_i - \alpha_{ср})^2}{N(N-1)}}$$

при $\alpha_{ср}=\frac{1}{N}\sum^{N}\alpha_i$.

Последнее позволяет провести оценку $\sigma_{h_{эф.ср}}$ при малом числе скважин ($N \geqslant 5$) и для залежей в пределах новых регионов. Оценки $\alpha_{ср}$ проводят по последней формуле, если $\sigma_\alpha/\alpha_{ср}<0{,}1$. При больших значениях $\sigma_\alpha/\alpha_{ср}$ залежь следует разделить на зоны со стабильными α или установить связь $\alpha=f(x, y)$.

Настоящий способ оценки $h_{эф}$, особенно при разведке массивных залежей, обеспечивает более точные оценки, чем первый, порядка $\sigma_{h_{эф.ср}}/h_{эф.ср} \leqslant 0{,}1$. Он особенно эффективен при оценках новых залежей в изученных регионах, для которых известны вид связи $\alpha=f(x, y)$ и приемы корректировки данных полевой геофизики с целью восстановления кровли залежи.

Помимо указанных способов оценки $h_{эф.ср}$ при малом числе пробуренных скважин и разведке пластовых залежей ис-

пользуют среднеарифметические значения $h_{эф}$ [48]. Этот способ дает большие погрешности в оценке $h_{эф.ср}$.

Оценка $k_п$. В большинстве случаев $k_{п.ср}$ определяют по результатам изучения образцов керна, используя различные средние (среднеарифметические, средневзвешенные по мощности, по площади или по объему) [44].

При оценках средневзвешенных значений $k_п$ строят карты $k_{пi}$ или $h_{эфi}k_{пi}$, где $k_{пi}$ — среднее значение коэффициента пористости залежи в i-й скважине. Данные каротажа используют в неоднородных разрезах для оценки мощности пластов с данной пористостью, определенной по керну

$$k_{п\,i} = \frac{\sum^{n} k_{п\,j} h_{эф\,j}}{\sum^{n} h_{эф\,j}},$$

где $k_{пj}$— средняя пористость j-го пласта мощностью $h_{эфj}$.

Построение карт пористости (или $h_{эфi}k_{пi}$) производят так же, как и карт $h_{эф}$, значения $k_{п.ср}$ определяют по уравнению, аналогичному (XXI.32).

Погрешность оценки $k_{п.ср}$ по изложенной методике априорно оценить сложно, так как при оценках $k_{пi}$ имеют место неравномерное представительство определений $k_п$ в неоднородных по пористости интервалах. При использовании методов ГИС для оценки $k_п$ (см. § 96) также обычно не удается охарактеризовать по $k_п$ все продуктивные отложения. Указанные недостатки преодолеваются при использовании метода группирования пластов по ФЕС (см. § 99).

Оценка $k_{нг.ср}$. Оценку $k_{нг.ср}$ проводят так же, как и $k_{п.ср}$, но при этом более широко используют оценки $k_{нгj}$ по ГИС (см. § 97). Следует отметить, что использование при подсчете запасов нефти и газа произведения $k_{п.ср}\,k_{нг.ср}$ приводит к дополнительным погрешностям (обычно менее 10 %) при оценке запасов неоднородных залежей. Разница между средней величиной $w_{нг.ср}$, средневзвешенной по эффективному нефте- или газонасыщенному объему залежи, и $k_{п.ср}\,k_{нг.ср}$ может быть определена из выражения

$$\Delta w_{нг} = w_{нг.\,ср} - k_{п.\,ср}k_{нг.\,ср} =$$

$$= \sum_{i=1}^{n} \frac{\Delta V_i}{V_{эф}} k_{п\,i}\,(k_{нг\,i} - k_{нг.\,ср}),$$

где ΔV_i — объем залежи, занятый породами с $k_{пi}$ и $k_{нгi}$; $V_{эф}$ — эффективный объем залежи; $\Delta w_{нг}$ в общем случае не равна 0.

В отдельных случаях для повышения точности оценки запасов не определяют $h_{эф.ср}k_{п.ср}$ и $k_{нг.ср}$, а строят карту равных линейных запасов нефти или газа $C = \Sigma h_{эфj}k_{пj}k_{гj}$ или равного удельного нефтегазосодержания kC (где k — параметр, учитывающий свойства нефти или газа в пластовых условиях). Значение $h_{эф.ср}k_{п.ср}k_{нг.ср}$ определяют по формуле, аналогичной формуле (XXI.32). При этом значения C_i вычисляют как произведение $h_{эфi}$ на средние значения $k_{п.ср}$, $k_{нг.ср}$ для залежи в i-й скважине (если не по всем пластам проведены определения $k_п$ и $k_{нг}$).

Этот способ оценки средних параметров залежи не позволяет существенно повысить точность оценок запасов нефти и газа, так как изменения C по площади обусловлены преимущественно изменениями $h_{эф}$ (особенно в массивных залежах). В итоге погрешности оценок $h_{эф.ср} \times \times k_{п.ср}\,k_{нг.ср}$ близки к погрешностям оценки $h_{эф.ср}$ по картам $h_{эф}$.

Более точные значения $h_{эф.ср}\,k_{п.ср} \times \times k_{нг.ср}$ определяют путем оценки и среднего значения (см. § 99)

$$w_{нг.ср} = \frac{\sum h_i k_{п\,i} k_{нг\,i}}{\sum h_i}.$$

§ 99. МЕТОД ГРУППИРОВАНИЯ ПЛАСТОВ ПО ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМ СВОЙСТВАМ

Продуктивная толща залежи нефти или газа, как правило, сложена ограниченным числом (обычно менее 10) однородных групп пород, различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). ФЕС пластов определяются их коллекторскими свойствами, характером насыщающих пласты флюидов и зависят от их геометрии. Количество пластов каждой группы в разрезе залежи обычно различно и бывает велико (десятки, сотни). Пласты каждой группы характеризуются сходными ФЕС. Параметры распределений ФЕС пластов одной группы статистически идентичны в разных частях залежи. Эти положения экспериментально установлены при изучении залежей нефти и газа, сложенных терригенными и карбонатными отложениями.

Средние значения параметров ($k_п$, $k_{нг}$ и т. п.) залежи в исследуемой скважине k и их дисперсии $\sigma^2_{к\,ср}$ оцениваются как средневзвешенные по мощности:

$$k'_{ср} = \frac{1}{H} \sum^{N} h_i k_i;$$

$$k''_{ср} = \sum^{m} \frac{H_j k_{j\,ср}}{H};$$

$$\sigma^2_{k'_{ср}} = \frac{1}{N-1} \sum^{N} \left[\frac{h_i}{H}\left(k_i - k'_{ср}\right)\right]^2;$$

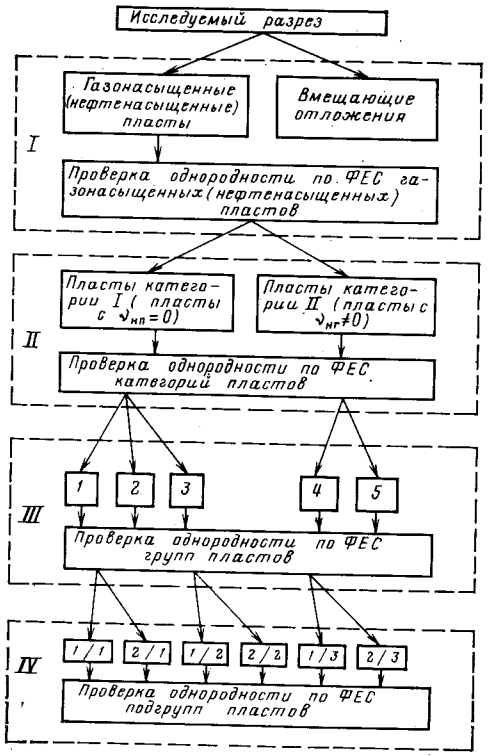


Рис. XXI.24. Схема группирования пластов по ФЕС.

I—IV — этапы группирования: *I* — выделение совокупности газонасыщенных (нефтенасыщенных) пластов, *II* — разделение газонасыщенных (нефтенасыщенных) пластов на категории по величине $\nu_{нг}$, *III* — разделение категорий пластов на группы по полноте вытеснения газа (нефти) водой, *IV* — разделение групп пластов на подгруппы по $k_п$ или $w_{нг}$ и количественным значениям фильтрационных параметров в процессе вытеснения газа (нефти) водой или воды газом (нефтью)

$$\sigma^2_{k''_{ср}} = \frac{N}{N-m} \sum_{j=1}^{m} \left(n_j - 1\right) \sigma^2_{k_j\,ср} \times$$

$$\times \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{h_{ij}}{H}\right)^2,$$

где H — суммарная мощность залежи в исследуемой скважине; h_i, k_i — мощность и величина искомого параметра i-го пласта; N — число пластов; m — число групп; h_j, $k_{jср}$ — суммарная мощность пластов j-й группы и среднее для них значение искомого параметра; n_i — число пластов j-й группы; h_{ij} — мощность i-го пласта j-й группы; $\sigma^2_{k_{jср}}$ — оценка дисперсии для j-й группы.

Первое и третье уравнения используются при попластовой оценке параметров, а остальные два — при группировании пластов со сходными параметрами. При этом математическим ожиданием $k'_{ср}$ и $k''_{ср}$ является $k_{ср}$; математическим ожиданием $\sigma^2_{k''_{ср}}$ является дисперсия $k_{ср}$— $\sigma^2_{k'_{ср}}$, величина $\sigma^2_{k'_{ср}}$ является смещенной оценкой $\sigma^2_{k_{ср}}$ так как при расчете $\sigma^2_{k'_{ср}}$ не учтена неоднородность разреза: $\sigma^2_{k'_{ср}} > > \sigma^2_{k''_{ср}}$,

Практически при попластовых оценках редко удается определить k_i для каждого пласта. Оценки k_i особенно затруднены для пластов малой мощности (см. § 96, 97). Не всегда известны погрешности оценок k_i. В итоге средние параметры неоднородной залежи зачастую оказываются смещенными и погрешность их оценок неизвестной. Для исключения влияния неоднородности залежи на оценки средних значений искомых параметров целесообразно проводить группирование пластов по этим параметрам. При этом полностью исключается избирательность оценок и оказываются известными погрешности оценок параметров пластов и залежи в целом. Опыт работ показывает, что группирование обеспечивает двух-трехкратный выигрыш в точности определения разведуемых параметров за счет осреднения всех определений в пределах пластов каждой группы. Практически $\sigma^2_{k_{jср}}$ обычно соответствует физической дисперсии исследуемого параметра $k_{jср}$. Дополнительные преимущества обеспечиваются при группировании пластов не по их отдельным параметрам, а по комплексной характеристике пластов — по ФЕС. Это обусловлено тем, что для подсчета запасов нефти и газа, а также для целей проектирования разработки, каждый пласт должен характеризоваться несколькими параметрами ($k_п$, $k_{нг}$, $k_{пр}$). При этом в каждой части выделяемого пласта должны быть сходны все эти параметры, т. е. должны быть сходны ФЕС. В противном случае границы пластов должны выделяться раздельно по каждому параметру, что приводит к повышенной расчлененности разреза и увеличению погрешностей оценки запасов нефти и газа, коэффициентов извлечения нефти (газа) и вытеснения воды газом.

В связи с изложенным группирование пластов залежей нефти и газа производится по ФЕС. Сходство или различия ФЕС пластов наиболее полно проявляются в процессе двухфазной фильтрации.

Применение метода группирования на газовых залежах показало, что при его использовании случайная погрешность подсчета запасов в 5—6 раз меньше,чем при использовании попластовых оценок

Таблица XXI.19

Критерии разделения нефте- и газонасыщенных пород на группы со сходными ФЕС на разных этапах группирования

Этапы группирования	Отложения	Критерий разделения: параметр	Критерий разделения: признак совокупности с лучшими ФЕС	Исходная информация для группирования	Примечание
1	2	3	4	5	6
Выделение нефте- или газонасыщенных пластов	Терригенные и карбонатные	$\omega_{нг}$	$\omega_{нг}>0$	Результаты работ способами I—V; положения кровли залежи, ГЖК и ВНК (см. § 95)	Описание способов исследования дано в § 95. Газонасыщенные пласты выделяют в интервале от кровли залежи до ГЖК; нефтенасыщенные пласты выделяют в интервале от ГНК (или от кровли залежи, если нет газовой шапки) до ВНК. Работы выполняют в соответствии с указаниями § 95
Разделение нефте- и газонасыщенных пластов на категории	То же	$\nu_{нг}$	$\nu_{нг}=0$	Пласты с ЗП по данным способов I, II, IV или с $\Delta k_{нг}>2\sigma\Delta k_{нг}$ при гидродинамическом воздействии способом IV; пласты с $\nu_{нг}=0$ и с $\nu_{нг}\neq 0$ по результатам гидродинамических испытаний или по измерениям пластового давления с АИПД (см. § 95)	В сложнопостроенных разрезах с значительной долей низкопроницаемых пород пласты с $\nu_{нг}=0$ целесообразно разделить на две выборки: пласты с наиболее высокими ФЕС, в которых ЗП фиксируется по величине $\Delta k_{нг}$, и пласты с пониженными ФЕС, в которых $\nu_{нг}=0$ устанавливается лишь способами 2/IV; 5/IV; 9/IV; 11/IV или V (см. § 95). Это обеспечивает более полное выделение пластов категории I с помощью правил классификации. Все нефтенасыщенные пласты, содержащие вязко-пластичную нефть относят к категории II
Разделение неоднородных категорий пластов на группы	Терригенные и карбонатные категории I	$\Delta k_{нг}$	$\Delta k_{нг}>20\%$	Результаты работ вариантами способа II, 2/IV, 7/IV—10/IV или 12/IV	К группе 1 относят также все трещиноватые пласты К группе 2 относят пласты, в которых $\Delta k_{нг}<20\%$ при $h>1{,}5$ м, так как в маломощных пластах 1 группы в ряде случаев вытеснение газа (нефти) водой происходит так же, как и в пластах группы 2. При использовании в газонасыщенном разрезе способа II; первый НК проводят до обсадки скважины, а второй — примерно через месяц после ее обсадки К группе 3 относят пласты, в которых вытеснение газа (нефти) водой не фиксируется
	Терригенные, нефтенасыщенные категории II	$\omega_{н}$	$\omega_{н}\geqslant 0{,}05$	Оценки $\omega_{нг}$ по керну	В образцы с $\nu_{нг}\neq 0$ фильтрат ПЖ практически не проникает, поэтому для оценок $\omega_{нг}$ пригоден керн из скважин, пробуренных на обычных ПЖ.
	Терригенные, газонасыщенные категории II	$\omega_{г}$	$\omega_{г}\geqslant 0{,}02$		Сохранность насыщения пород проверяют сопоставлением УЭС по ЭК и на кернах с воспроизведением пластовых термобарических условий [112]
	Карбонатные, нефтенасыщенные категории II	$\omega_{н}$	$\omega_{н}\geqslant 0{,}03$		
	Карбонатные, газонасыщенные категории II	$\omega_{г}$	$\omega_{г}\geqslant 0{,}01$		
	Терригенные и карбонатные насыщенные вязкопластичной нефтью категории II	$\Delta k_{н}$	$\Delta k_{н}>0$	Результаты работ вариантами способа 2/IV; 5/IV—10/IV или 12/IV	При использовании вариантов способа 2/IV и 5/IV к группе 4 относятся все нефтенасыщенные пласты, в которых фиксируется изменение $\rho_{зп}$, это указывает на возможность вытеснения из этих пластов нефти при больших репрессиях
Разделение неоднородных групп пластов на подгруппы	Терригенные и карбонатные групп 1—3	$\omega_{нг}$, q	$\max \omega_{нг}q$	Оценки q по каротажу или промысловым данным и $\omega_{нг}$ — по каротажу или керну	q определяют по регрессиям между q по промысловым данным и результатам каротажа
	Терригенные и карбонатные без трещинной пористости групп 1 и 2	Δ, $k_{п}$ или $\omega_{нг}$	$\min\Delta$; $\max k_{п}$ или $\omega_{нг}$	Результаты работ вариантами способа 2/IV или 5/IV оценки $k_{п}$ или $\omega_{нг}$ по керну или каротажу	
	Терригенные и карбонатные без трещинной пористости групп 1—3	$k'_{г\Delta}$, $k_{п}$ или $\omega_{нг}$	$\max k'_{г\Delta}$ и $k_{п}$ или $\omega_{нг}$	Результаты работ вариантом способа 10/IV, оценки $k_{п}$ или $\omega_{нг}$ по керну или каротажу	Определение газонасыщенности прискважинной части пласта после ее гидрофобизации и закачки газа до стабилизации
	Газонасыщенные терригенные и карбонатные без трещинной пористости групп 1 и 2	t или t_1 $k_{п}$ или $\omega_{г}$	$\min t$ или t_1 $\max k_{п}$ или $\omega_{г}$	Результаты работ способами 2/II или 8/IV, оценки $k_{п}$ или $\omega_{нг}$ по керну или каротажу	Оценки t или t_1 для отложений группы 1 производят по пластам с $h\geqslant 1{,}5$ м, а также по маломощным пластам, залегающим между неколлекторами, в противном случае оценки t и t_1 завышаются влиянием вмещающих пород из-за межпластовых перетоков воды и газа Основной вариант для группирования газонасыщенных пород

Продолжение табл. XXI.19

Этапы группирования	Отложения	Критерий разделения: параметр	Критерий разделения: признак совокупности с лучшими ФЕС	Исходная информация для группирования	Примечание
1	2	3	4	5	6
				Результаты работ вариантами способа 4/IV или 9/IV	Данные группирования применимы лишь для оценок запасов В пределах группы можно выделить более двух подгрупп
	Терригенные и карбонатные групп 1—3	$\omega_{нг}$	max $\omega_{нг}$	Оценки $k_п$, $k_{в\ ост}$ и $k_{пр}$ на образцах керна	Разделение приближенное, его проводят по пластам, однородным по керну, для которых различия значений $k_п$ не превышают 3 % при наличии не менее 3-х определений $k_п$ При группировании пластов со вторичной пористостью используют эти же параметры, определенные для блоков породы
		$k_п$, $k_{в.\ ост}$, $k_{пр}$	max $k_п$ и $k_{пр}$; min $k_{в\ ост}$		
	Нефтенасыщенные терригенные и карбонатные групп 4 и 5	$\omega_н$ $\nu_н$	max $\omega_н$ min $\nu_н$	Оценки $\nu_н$ по промысловым данным или на образцах керна, $\omega_н$ — на образцах керна	Применимы к пластам с вязко-пластичной нефтью

Примечание. На первых трех этапах группирования целесообразно комплексировать различные способы, указанные в графе 5. К совокупностям с лучшими ФЕС относятся все пласты, для которых соблюдается условие, указанное в графе 4 по результатам применения хотя бы одного способа.

подсчетных параметров и отсутствует систематическая погрешность оценки запасов, сопутствующая попластовым определениям параметров [13].

Повышение точности оценки параметров пластов и знание погрешностей этих оценок составляют два основных преимущества метода группирования пластов по ФЕС. Метод группирования применим при подсчете запасов нефти и газа и при прогнозировании и регулировании процессов разработки месторождения. Наиболее целесообразно использовать этот метод с начала разведки месторождения. В этом случае обеспечивается наиболее значительный экономический и технический эффект проведения работ и с удовлетворительной точностью выполняются оценки запасов нефти и газа, а также средних дебитов скважин уже после бурения первых 5—6 скважин, оптимально расположенных на площади залежи [96].

Реализация метода группирования осуществляется путем решения следующих задач:

а) расчленение разреза залежи на группы пластов с различными ФЕС в небольшом числе специально выделенных скважин;

б) проверка однородности выделенных групп по виду частотных распределений искомых параметров пластов;

в) выработка правил разделения пластов разных групп по данным каротажа на основе сопоставления результатов группирования пластов по ФЕС в специальных скважинах с данными каротажа этих скважин;

г) группирование пластов во всех пробуренных скважинах по данным типового комплекса ГИС с использованием правил группирования, выработанных по данным исследования специальных скважин;

д) оценка искомых параметров пластов каждой выделенной группы;

е) определение завершенности группирования.

Решение этих задач осуществляется следующим образом.

Расчленение разрезов специальных скважин на группы пластов с различными ФЕС производится по результатам наблюдения методами каротажа за процессом вытеснения газа (нефти) водой или воды газом (нефтью), возбуждаемым в прискважинной зоне пластов. Для этого используются результаты применения способа «каротаж — воздействие — каротаж» или данные повторного каротажа, выполненного в процессе образования или расформирования зоны проникновения, а также данные опробователей пластов на кабеле (см. табл. XXI.19),. Характеристиками, используемыми при группировании, являются: величина начального градиента давления при фильтрации газа или нефти — $\nu_{нг}$; величина изменения коэффициента нефте- или газонасыщенности прискважинной части пласта при напорном вытеснении газа (нефти) водой $\Delta k_{нг}$; коэффициент пористости $k_п$ или объемной нефте- или газонасыщенности $w_{нг}$; время, за которое под действием капиллярных сил происходит изменение нефте- или газонасыщенности прискважинной части пласта от критической до начальной t или от начальной до критической t_i, а также величина коэффициента смешения пластовой воды и фильтрата ПЖД или величина коэффициента газонасыщенности прискважинной части гидрофобизированного пласта $k'_г$. В группу объединяют пласты со сходными характеристиками.

Группирование осуществляется в несколько этапов согласно схеме на рис. XXI.24. Используемые на разных этапах работ показатели группирования приведены в табл. XXI.19.

На каждом этапе группирования неоднородные по ФЕС совокупности делят на две-три более однородные части. Разделение сразу на большее число частей затрудняется погрешностями оценки фильтрационных параметров пластов по каротажу.

По данным исследования первой же специальной скважины желательно довести до конца работы по группированию, предусмотренные схемой на рис. XXI.24. Если это не удается осуществить, то проводят первые этапы группирования и по этим данным намечают интервалы разреза для углубленного исследования в следующих специальных скважинах. К таким интервалам в первую очередь относят участки разреза, представленные нефте- или газонасыщенными породами без начального градиента давления, так как в большинстве случаев они определяют основную часть извлекаемых запасов нефти и газа, а также продуктивность скважин.

На первом этапе группирования выделяют все нефтегазонасыщенные пласты в интервале от кровли залежи до кровли водонасыщенных пород. Работы проводят в соответствии с указаниями § 95.

На втором этапе раздельно нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты делят на две категории с $\nu_{нг}=0$ и с $\nu_{нг}\neq 0$. Выделение пластов с $\nu_{нг}=0$ осуществляется по данным каротажа и основано на фиксации в пластах процесса вытеснения нефти или газа флюидом с большей вязкостью (см. табл. XXI.19) Пласты первой категории с $\nu_{нг}=0$ слагают $h_{эф}$ при любом режиме разработки залежей нефти и газа (см. § 95). Ко второй категории относят все остальные нефтегазонасыщенные пласты.

На третьем этапе группирования пласты неоднородных категорий разделяют на группы. Работы на этом и последующих этапах проводят с целью получения более точных оценок искомых параметров пластов и залежи в целом.

Таблица XXI.20

Число однородных совокупностей продуктивных пластов в различных разрезах

Характеристика продуктивных отложений	m	Зависимость m от глубины залегания пластов
Полимиктовые отложения	5—10	При глубине залегания до 1,5 км
	3—6	При глубине залегания более 1,5 км
Кварцевые песчаники и алевролиты	3—6	Уменьшается с увеличением глубины залегания
Карбонатные отложения	3—10	Не зависит от глубины залегания

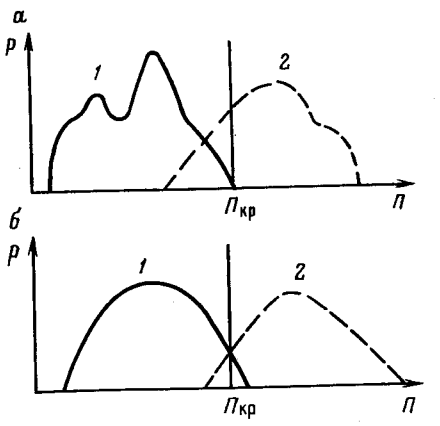


Рис. XXI.25. Разделение пластов по одному геофизическому параметру.

Этапы группирования: *а* — I и II, *б* — III, IV; *1*, *2* — первая и вторая (более высокие ФЕС) совокупности

Пласты категории I разделяют на две-три группы по следующим признакам.

К группе 1 относят все пласты с трещинной пористостью, выявленной по промысловым данным или по результатам каротажа (см. табл. XXI.5), а также пласты с наивысшими для разреза ФЕС, в которых имеет место прорывное вытеснение газа (нефти) водой или фильтратом промывочной жидкости. Чем выше градиент давления при вытеснении, тем при более низких ФЕС фиксируется прорывное вытеснение. При данном градиенте давления зона прорывного вытеснения тем больше по радиусу, чем выше ФЕС пласта, следовательно, разделение пород групп 1 и 2 зависит от градиента давления, однако не в большой степени, так как породы по градиенту прорыва различаются весьма значительно. В прискважинной части гидрофильных пластов с наивысшими ФЕС при напорном вытеснении фиксируется прорывная нефте- или газонасыщенность, равная в большинстве случаев 30—40 %. В пластах с высокими ФЕС ($k_{пр} \geqslant 0{,}3 \cdot 10^{-12}$ м^2; $k_{нг} \geqslant 70\%$) величина $\Delta k_{нг} \geqslant 20$ %. По этому признаку и выделяются пласты группы 1 в разрезе специальных скважин. Для повышения достоверности выделения пород группы 1 целесообразно комплексировать различные способы, перечисленные в табл. XXI.19; к группе 1 относятся все пласты, в которых зафиксированы $\Delta k_{нг} \geqslant 20$ %, хотя бы по данным одного способа.

К группе 2 относятся пласты, у которых на первом этапе вытеснения преобладает капиллярная пропитка. В этих пластах $0 < \Delta k_{нг} < 20$ %. К группе 2 относятся также пласты, в которых ЗП фиксируется лишь по ЭК при различии УЭС воды в ЗП $\rho_{вф}$ и в пласте $\rho_{пв}$. Выделение пластов группы 2 по данным ЭК осуществляется эффективно при $\rho_Ф/\rho_{пв} > 5$.

Установление факта вытеснения газа (нефти) жидкостью в пластах групп 1 и 2 подтверждает правильность их выделения как породы категории I на предыдущем этапе группирования.

Пласты категории I, в которых не зафиксировано вытеснение газа (нефти) водой (при условии, что отсутствие в них начального градиента давления установлено по результатам гидродинамических исследований или по результатам применения ОПК) объединяют в группу 3. Им свойственны наиболее низкие ФЕС среди пластов первой категории.

Пласты категории II делят на две группы 4 и 5 по величине $\omega_{нг}$(см. табл. XXI.19)

На последующих этапах группирования производят разделение на подгруппы только пород групп 1—3, если они неоднородны по ФЕС. Поскольку в пластах второй категории содержится небольшая доля извлекаемых запасов нефти и газа, то уточнение их группирования обычно не имеет практического значения.

Пласты каждой неоднородной группы делят на две подгруппы, пользуясь критериями, указанными в табл. XXI.19. Если эти подгруппы оказываются неоднородными, то их также делят на две совокупности и т. д. до получения однородных совокупностей. На всех этапах разделения следует пользоваться критериями, из числа указанных в табл. XXI.19. Для обеспечения возможности столь дробного разделения пластов в специальных скважинах проводят дополнительные исследования несколькими способами КВК. Выбор способов КВК проводится согласно рекомендациям, приведенным в табл. XXI.19 и в § 95.

Таблица XXI.21

Геофизические параметры, используемые для выработки правил разделения пластов

Разрез	Геофизические параметры	
	основные	дополнительные
Терригенный	$\rho_п/\rho_{гл}$; $\rho_{зп}/\rho_ф$, $I_{ГК\,i}/I_{ГК\,гл}$; показания микрозондов, а также $\rho_п/\rho_{гл}$ или $\rho_{зп}/\rho_ф$ вмещающих пластов, залегающих выше и ниже исследуемого интервала[1]	В пределах пластов с высокими ФЭС ($k_{пр} \geqslant 0{,}3 \cdot 10^{-12}$ м^2 $k_{нг} \geqslant 70$ %; $k_п \geqslant 20$ %) $\omega_{но}$; H_1 и H_2, характеризующие удаленность пласта от кровли и подошвы залежи, в пределах пластов с пониженными ФЕС $\alpha_{ПС}$; $v_Р$; ИСФ; показания каверномера
Карбонатный	$\rho_{БК}$; $\rho_{БМК}$; $\omega_{но}$; $\gamma_{ГГК}$; $I_{ГК\,i}/I_{ГК\,гл}$; $v_Р$; показания каверномера, а также $\rho_{БК}$, и $\omega_{но}$ вмещающих пластов	$\alpha_Р$; α_S; ИСФ

[1]Этим учитывается наиболее вероятная последовательность залегания пластов в разрезе, т. е. производится учет фациальных его особенностей.

Опыт группирования показывает, что число совокупностей, обеспечивающих их однородность, находится в пределах от 3 до 10 (табл. XXI.20).

Проверка однородности выделенных совокупностей осуществляется по статистическим критериям. Статистически однородной считается совокупность пластов, для которой значения каждого искомого параметра ($k_п$, $k_{нг}$, $k_{пр}$, q, $k_{гл}$, $C_{карб}$), независимо от способа его определения, распределены по нормальному для случайной величины закону. Частотные распределения параметров $k_п$, $k_{нг}$, $\omega_{нг}$, $k_{гл}$ и $C_{карб}$ в пределах однородной совокупности удовлетворительно описываются нормальным законом распределения вероятностей; для однородной совокупности распределение проницаемостей близко к логнормальному, если $k_{пр}$ определяется на образцах керна, и к нормальному, если $k_{пр}$ устанавливается для пластов по результатам гидродинамических исследований. Проверка нормальности проводится по критерию согласия ХИ-квадрат.

Если объем выборки определений искомого параметра мал (от 60 до 30 определений), то проверка нормальности основывается на вычислении выборочных значений коэффициентов асимметрии и эксцесса [16, 98].

По опыту исследований установлено, что стандартное отклонение в однородных совокупностях не превышает (в абсолютных процентах) для $k_п$ — 3 %, для $k_{нг}$ — 10 %, для $k_{гл}$ и $C_{карб}$ — 5 %

Выработку правил разделения пластов (решающих правил РП) осуществляют по данным группирования пластов, слагающих разрезы специальных скважин. РП представляет собой количественный критерий, устанавливающий соответствие между результатами группирования пластов по ФЕС и данными каротажа. Для выработки РП после каждого этапа группирования пласты в разрезе специальных скважин, исследованные согласно способам, указанным в табл. XXI.19, делят на ряд выборок. В выборку объединяют пласты, имеющие сходные значения параметров, перечисленных в графе 3 этой таблицы; признаки совокупности с лучшими ФЕС приведены в графе 4. Каждый пласт характеризуют геофизическими параметрами, определенными по результатам интерпретации типового комплекса ГИС, принятого для изучаемой залежи. Затем с помощью методов классификации двух совокупностей [20, 105, 114] устанавливают решающее правило разделения одной выборки от другой. В наиболее простых случаях, когда изменения ФЕС обусловлены преимущественно вариациями одного параметра (например, глинистости или пористости), РП представляет собой пороговое (критическое) значение одного геофизического параметра $П_{кр}$ (рис. XXI.25), в сложных случаях РП — дискриминантные функции, устанавливаемые с помощью методов многомерной статистики или методов распознавания образов [20, 114]. По опыту группирования выявлен ряд наиболее информативных геофизических параметров для построения РП (табл. XXI.21).

Каждую задачу разделения решают в следующей последовательности.

1. Пласты каждой из групп делят на две части: на выборку обучения (ВО) и контрольную выборку (КВ). Для каждого пласта из ВО и КВ определяют значения геофизических параметров, из числа пе-

Таблица XXI.22

Матрица достоверности разделения пластов по РП

i-ая группа по КВ	j-ая группа по РП		
	1	2	m
1	α_{11}	α_{12}	α_{1m}
2	α_{21}	α_{22}	α_{2m}
. . .	. . .	. . .	. . .
m	α_{m1}	α_{m2}	α_{mm}

речисленных в табл. XXI.21. Объем ВО должен не менее чем в четыре раза превышать число геофизических параметров, используемых при построении РП.

2. На основе ВО осуществляют отбор информативных геофизических параметров и вырабатывают РП. При этом используют классификационные алгоритмы, приведенные в работах [20, 105, 114]. При выработке РП на разных этапах группирования используют разные критерии разделения, так как различна степень неоднородности выборок по ФЕС и по геофизическим параметрам. Пласт, который может быть опознан с большей погрешностью, относят при разделении продуктивных и непродуктивных пластов к непродуктивным, а при разделении пластов категорий I иII к пластам категории II. Таким путем ужесточают правило выделения пород с лучшими ФЕС (см. рис. XXI.25). При этом реализуется принцип минимума потерь от ошибочного разделения, что позволяет получить максимальные гарантированные оценки запасов в залежи при достигнутом уровне разведанности. На третьем и последующих этапах группирования РП ориентировано на получение наименьшей суммарной погрешности разделения (см. рис. XXI.25), чем реализуется принцип минимума вероятности ошибочного разделения обеих выборок.

3. Пользуясь полученными РП, производят опознание принадлежности пластов из КВ к той или иной группе, относительное число неверно опознанных пластов характеризует погрешность разделения.

Применяют несколько алгоритмов разделения ВО и КВ. При равных погрешностях классификации предпочтение отдают наиболее простому алгоритму и тому РП, в котором используется минимум геофизических параметров и в первую очередь те, которые наиболее информативны при изучении на образцах керна из исследуемой залежи петрофизических связей между искомыми ФЕС пластов и данными каротажа.

Группирование пластов во всех пробуренных скважинах осуществляется по данным типового комплекса методов каротажа с использованием РП, полученных по результатам группирования в специальных скважинах. Разделение пластов в каждой скважине проводится в последовательности, указанной на рис. XXI.24, т. е. пласты последовательно делят на продуктивные и непродуктивные, затем продуктивные разделяют на категории, потом на группы и подгруппы. В этом случае достигается наименьшая итоговая ошибка разделения при проведении небольшого числа вычислительных процедур. Итоговую погрешность разделения по системе РП определяют на КВ, составленной из представителей всех совокупностей по ФЕС, выделенных в процессе группирования разрезов специальных скважин. Результаты экзамена сводят в матрицу достоверности разделения (табл. XXI.22). Элемент α_{ij}, стоящий в матрице на пересечении i-й строчки и j-го столбца, равен относительному числу пластов (или относительной мощности, если погрешность разделения зависит от мощности пласта) i-й группы и опознан как представитель j-й группы.

Оценка искомых параметров пластов каждой выделенной группы. Каждому пласту однородной j-й совокупности приписывают средние значения $k_{j\text{ср}}$ и дисперсии σ^2_{kj} всех искомых параметров, определенные по формулам

$$k_{j\text{ ср}} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} k_{ij}; \qquad \text{(XXI.33)}$$

$$\sigma^2_{kj} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(k_{ij} - k_{j\text{ср}})^2}{n-1}, \qquad \text{(XXI.34)}$$

где n — число определений k_{ij}параметра k для пород j-й совокупности.

При определении $k_{j\text{ср}}$ и σ^2_{kj} используются все имеющиеся данные различных методов исследования — результаты изучения петрофизических свойств пород на образцах керна, а также данные каротажа и гидродинамических исследований, полученные в наиболее благоприятных условиях для кажого из этих методов, обеспечивающих отсутствие систематического искажения наблюдений. Это способствует существенному повышению точности определения разведуемых параметров продуктивных отложений сравнительно с достижимой при попластовых оценках.

Результаты анализов образцов керна, выполненные согласно [112], используют для определения $k_{\text{п}}$, $k_{\text{в.ост}}$, $k_{\text{пр}}$, $\nu_{\text{нг}}$, а также остаточной нефтенасыщенности пластов из газонасыщенной части залежи.

Определения параметров пластов по данным анализов образцов керна при не 100 %-ном выносе или анализе керна пригодны для характеристики пластов однородных совокупностей, если неоднородность пластов (прослои, включения) по искомому параметру меньше размера об-

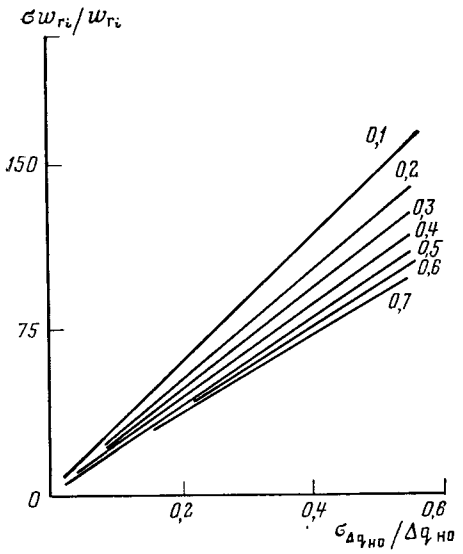


Рис. XXI.26. Зависимость случайной составляющей погрешности определения $\sigma_{w_{\text{г}}}$ от погрешности определения $\sigma_{\Delta q_{\text{но}}} = \sigma_{\Delta q_{\text{но}}}$

Шифр кривых — $\Delta\sigma_{\text{н}}/\Delta q_{\text{но}} = \Delta\omega_{\text{н}} = \Delta\omega_{\text{но}}$

разца. В этом случае частотные распределения определений искомого параметра отвечают нормальному распределению. Если же размеры неоднородностей соизмеримы с величиной образца, а также если пласты принадлежат к неоднородной совокупности, то могут использоваться лишь средневзвешенные по мощности значения искомых параметров, что возможно лишь при полном выносе и анализе керна из исследуемых пластов.

Для совокупностей пластов, однородных в масштабе образцов керна, каротаж используется как дополнительный метод оценки $k_{\text{п ср}}$ и как один из основных методов оценки $k_{\text{нг ср}}$: Оценки $k_{\text{нг}}$ проводят по данным ЭК, НК и ДК (с помощью последних — через $k_{\text{п}}$ и объемную влажность пластов) [31, 38]. При оценке $k_{\text{нг}}$ по ЭК используют зависимости $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для термобарических условий пласта, построенные по образцам керна, желательно из скважин, пробуренных на безводной ПЖ, и отобранных из пластов изучаемой однородной по ФЕС совокупности.

Для неоднородных совокупностей пластов, а также для однородных совокупностей, неоднородных в масштабе образцов керна, каротаж используется как основной метод оценки $\omega_{\text{нг}}$, $k_{\text{нг}}$ и $k_{\text{п}}$. При этом наиболее широко используют ЭК (при анизотропии пластов) и НК (в газонасыщенном разрезе), а также способ КВК (см. табл. XXI.10). Для оценки $\omega_{\text{нг}}$, $k_{\text{нг}}$ и $k_{\text{п}}$ по каротажу строят зависимости между прямыми оценками величин этих параметров и данными каротажа [122].

Определенения $\omega_{\text{нг ср}}$, $k_{\text{нг ср}}$, $k_{\text{п ср}}$ однородных совокупностей, представленных тонким переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев, производят по следующей модели. Пласт представляют переслаиванием различных по ФЕС прослоев, каждый из которых сходен по ФЕС с одной из однородных в масштабе керна группой или подгруппой. Работы выполняют в следующей последовательности.

1). На кернах, отобранных из интервалов залегания таких пластов и пробуренных на безводных ПЖ, определяют УЭС прослоев, измерения УЭС производят при термобарических условиях пласта. При отсутствии керна из скважин, пробуренных на безводных ПЖ, на кернах из обычных скважин определяют УЭС глинистых прослоев $\rho_{\text{п2}}$ [см. уравнение (XXI.23)], а по значениям $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{пр}}$ песчаных прослоев определяют их групповую принадлежность.

2). По уравнению (XXI.24) рассчитывают зависимости $\alpha_{\text{ПС}} = f(\rho_{\text{п}})$ для различных возможных сочетаний $\rho_{\text{п1}}(\rho_{\text{зп1}})$ — $\alpha_{\text{ПС1}}$ и $\rho_{\text{п2}}$—$\alpha_{\text{ПС2}}$, соответствующих средним значениям УЭС пласта и ЗП, а также $\alpha_{\text{ПС}}$ для подгрупп, представленных прослоями в исследуемой совокупности пластов. Для получения гарантированных оценок $\omega_{\text{нг.ср}}$, $k_{\text{нг.ср}}$, $k_{\text{п.ср}}$ и сокращения объема расчетов варианты с минимальными $\rho_{\text{п2}}$ исключаются.

3). По расчетным зависимостям $\alpha_{\text{ПС}} = f(\rho_{\text{п}})$ для каждого пласта по $\alpha_{\text{ПС}}$ и $\rho_{\text{п}}$ определяют вероятное значение $\rho_{\text{п2}}$ при данном $\rho_{\text{п1}}$ или $\rho_{\text{п1}}$ при $\rho_{\text{п2}}$.

4). Для $\rho_{\text{п1}}$ и $\rho_{\text{п2}}$, не противоречащих фактическим $\alpha_{\text{ПС}}$ и $\rho_{\text{п}}$, по уравнению (XXI.23) устанавливают соответствующие $\varkappa_{\text{гл}}$.

5). Для каждого пласта по уравнению (XXI. 25) оценивают вероятное гарантированное значение $k_{\text{п}}$ из всех возможных вариантов переслаивания. По уравнению, аналогичному (XXI.25), также определяют гарантированное значение $\omega_{\text{нг}}$.

6). Исследуют виды распределения гарантированных оценок $\omega_{\text{нг}}$ и $k_{\text{п}}$ для всех пластов изучаемой совокупности. Если распределения не противоречат нормальному закону, то оценивают средние значения $\omega_{\text{нг}}$ и $k_{\text{п}}$, а также соответствующие дисперсии. Если хотя бы одно распределение отлично от нормального, то каждый пласт характеризуют его гарантированной оценкой $\omega_{\text{нг}}$ и $k_{\text{п}}$.

Оценка объемной газонасыщенности неоднородных пластов с низкопроницаемыми включениями по данным повторного НК. В неоднородных пластах с низкопроницаемыми включениями или прослоями вытеснение газа жидкостью происходит в наиболее проницаемой части пласта — блоке. Это имеет место и при расформировании ЗП.

Величины водородосодержания для рассмотренного неоднородного пласта при начальной газонасыщенности $w_{но}$ и после закачки воды или при наличии зоны проникновения $w_{н.зп}$ можно представить в виде

$$w_{но} = k_{по}(1 - k_{го})(1 - y) + k_{по}k_{го}k(1 - y) + yw_{н.вкл} + q_x,$$

$$w_{н.зп} = k_{по}(1 - k_{го.зп})(1 - y) + k_{по}k_{го.зп}k(1 - y) + yw_{н.вкл} + q_x,$$

где $k_{по}$, $k_{го}$, $k_{го.зп}$ — параметры однородного пласта с такими же ФЕС, как у блока; y, $w_{н.вкл}$ — доля порового объема пород, представленная включениями, и их водородосодержание.

При проведении одновременно повторного каротажа и в интервале залегания однородных пластов с $k_{по}$, $k_{го}$ и $k_{го.зп}$ можно определить y и $w_г$ неоднородного пласта:

$$y = 1 - (\Delta w_н/\Delta w_{но});$$

$$w_г = \frac{\Delta w_н}{\Delta w_{но}} w_{го.ср} + w_{гв.ср}\left(1 - \frac{\Delta w_н}{\Delta w_{но}}\right),$$

где $\Delta w_н$, $\Delta w_{но}$ — различия в водородосодержании пласта и ЗП соответственно для неоднородного пласта и пластов с $k_{по.ср}$ и $k_{го.ср}$; $w_{го.ср} = k_{по.ср}\, k_{го.ср}$; $w_{гв.ср}$ — объемная газонасыщенность однородных пластов, аналогичных по ФЕС включениям.

Оценку $w_г$, а также и $k_п$ неоднородных пластов по приведенным уравнениям проводят в следующей последовательности.

Разделяют пласты на группы со сходными ФЕС и определяют $w_{го.ср}$ и $w_{гв.ср}$ пластов, однородных по керну.

Оценивают $w_{г.ср}$ исследуемых неоднородных пластов, а также пластов, аналогичных блоку, при двух существенно разных значениях газонасыщения прискважинной зоны. Если используют данные НК при расформировании ЗП, то первый НК проводят в необсаженной скважине, а повторный — не менее чем через месяц после обсадки, когда процесс расформирования ЗП завершен или произошли существенные изменения газонасыщенности ЗП [14]

Далее по последнему уравнению определяют $w_г$. Погрешность оценки $w_г$ находят по рис. XXI.26.

Из рис. XXI.26 следует, что оценки $w_{г.ср}$ с погрешностью ~10 % возможны, если погрешности $\Delta w_{н.ср}$ и $\Delta w_{но.ср}$ не более 0,5 % абс. Требуемая точность оценки $w_{г.ср}$ достигается, если в разрезе не менее 10 пластов каждой исследуемой группы.

Данные гидродинамических исследований и опробований используют для подтверждения нефтегазонасыщения пластов, разделения их по наличию начального градиента давления при фильтрации нефти или газа и для оценок q и $k_{пр}$.

Для оценки $k_{пр}$ и q используются кривые восстановления давления и результаты испытаний при установившемся притоке.

По данным о дебитах исследованных интервалов определяют потенциальную продуктивность $q_{пот}$ пластов каждой совокупности при условии, что они однородны ($q_{пот}$ — дебит газа (нефти) на 1 м мощности пласта при депрессии $\Delta p = 0{,}1$ МПа в скважине стандартной конструкции при условии равенства проницаемостей прискважинной зоны пласта и самого пласта). Величину $q_{пот}$ определяют из соотношения

$$Q_N = q_{ср1}\sum_{}^{n} h_{i1} + q_{ср2}\sum_{}^{S} h_{i2} + \ldots + q_{ср\,k}\sum_{}^{Z} h_{ik},$$

где Q_N — дебит N-й скважины при $\Delta p = 10$ Па, $j = 1 \div k$ — номера однородных совокупностей пластов I категории; h_i — мощность i-го пласта данной совокупности n, S, Z — число пластов каждой однородной совокупности в N-й скважине.

Значение $q_{пот}$ оценивают с помощью метода наименьших квадратов по определенным Q_N в скважинах, в которых кровля и подошва интервала перфорации примыкают к неколлекторам или к пластам с $\nu_{нг} \neq 0$ и в которых в пределах интервалов перфорации нет пластов с зоной скин-эффекта. Контроль за идентичностью фильтрационных и фактически работающих мощностей производят по данным каротажа (см. § 86,100) [13, 97]. В сомнительных случаях целесообразно проведение работ по интенсификации притока с целью проверки отсутствия скин-эффекта.

Данные расчета $q_{пот.ср}$ проверяют по интервальными испытаниями одиночных пластов, залегающих среди неколлекторов. Расхождения не должны превышать расчетной погрешности значений $q_{пот.ср}$, определенных из последнего уравнения.

Аналогично определяют и $k_{пр.ср}$ для каждой однородной совокупности. При этом используют результаты оценки значений проницаемости по кривым восстановления давлений. При отсутствии таких данных приближенную оценку $k_{пр.ср}$ производят по уравнениям:

$$k_{пр.н\,j\,ср} = \frac{\mu q_{пот.ср} \ln(R_к/r_i)}{2\pi};$$

$$k_{пр.г\,j\,ср} = \frac{\mu q_{пот.ср} \ln(R_к/r_i)}{2\pi\left(p_{пл}^2 - p_{заб}^2\right)},$$

где $R_к$ — радиус контура питания скважины; r_i — радиус скважины.

Оценки $k_{пр.г\,j\,ср}$ по этим уравнениям оказываются заниженными, так как не учитывают несовершенство скважин.

Определение завершенности группирования. Группирование считается завершенным, если все выделенные совокупности статистически однородны, а погрешности классификации и дисперсии оценки средних $\sigma^2_{k_{j\,ср}}$ приемлемы для оценки линейных запасов нефти (газа) $C_{нг}$ с допустимой погрешностью или если дальнейшее разделение неоднородных совокупностей нецелесообразно ввиду достижения заданной точности оценки $C_{нг}$ и величины продуктивности скважин C_q.

Совокупность является статистически однородной, если установлено статистическое сходство всех искомых ее параметров в разных частях залежи, а также в пластах, сгруппированных непосредственно по характеристикам, указанным в табл. XXI.19, и в одногрупповых пластах, выделенных по РП. Однородность совокупности проверяют путем произвольного разделения определений каждого искомого параметра на несколько (не менее двух) выборок с последующей проверкой гипотезы об их принадлежности одному и тому же нормальному распределению. Гипотеза принимается (совокупность однородна), если выполняются неравенства:

$$\frac{\sigma^2_{k_1}}{\sigma^2_{k_2}} \leqslant f_{n_1-1,\ n_2-1} \text{ при } \sigma_{k_1} > \sigma_{k_2};$$

$$\left[\frac{k_{1ср} - k_{2ср}}{\sigma_0}\sqrt{\frac{n_1 n_2}{n_1 + n_2}}\right] \leqslant t_{n_1+n_2-2};$$

$$\sigma_0 = \sqrt{\frac{(n_1 - 1)\sigma^2_{k_1} + (n_2 - 1)\sigma^2_{k_2}}{n_1 + n_2 - 2}},$$

где $k_{1ср}$, $k_{2ср}$ — средние значения k для 1-й и 2-й выборок; $\sigma^2_{k_1}$, $\sigma^2_{k_2}$, σ_{k_1}, σ_{k_2} — выборочные дисперсии и средние квадратические отклонения величин k_1 и k_2, определяемые по уравнениям XXI.33 и XXI.34; n_1, n_2 — объемы выборок для определения $k_{1ср}$ и $k_{2ср}$, а также их дисперсий; $f_{n_1-1,\ n_2-1}$, $t_{n_1+n_2-2}$ — критические значения F распределения и распределения Стьюдента соответственно с $n_1 - 1$, $n_2 - 1$ и $n_1 + n_2 - 2$ степенями свободы для 5 %-ного уровня значимости [14].

Ниже даны некоторые значения $f_{n_1-1,\ n_2-1}$ и $t_{n_1+n_2-2}$

$n_1 + n_2 - 2$	. . .	10	20
$t_{n_1+n_2-2}$	. . .	2,23	2,09
$n_1 = n_2$	. . .	10	20
$f_{n_1-1,\ n_2-1}$	. . .	2,97	2,12

Погрешность оценки линейных запасов определяют по формулам

$$M[C_{нг}] = \sum_{j=1}^{m} w_{нг\,j\,ср}\left(\sum_{i=1}^{n_j} h_{ij} - \sum_{j=1}^{m} \text{Pej} \sum_{t=1}^{n_j} h_{ij}\right);$$

$$\sigma^2_{C_{нг}} = \sum_{j=1}^{m} \sigma^2_{w_{нг\,j\,ср}}\left(\sum_{i=1}^{n_j} h_{ij}\right)^2,$$

где $M[C_{нг}]$; $\sigma_{C_{нг}}/C_{нг}$ — систематическая и случайная погрешности оценки $C_{нг}$; $\sigma^2_{C_{нг}}$ — дисперсия оценки $C_{нг}$; Pej — вероятность ошибочного отнесения пластов i-й группы к j-й группе; $w_{нгjср}$, $\sigma^2_{w_{нгjср}}$ — соответственно среднее значение и дисперсия оценки $w_{нгjср}$ для пластов j-й группы; n_j — число пластов j-й группы.

Погрешности C_q определяют по аналогичным формулам; $w_{нгjср}$ и $\sigma^2_{w_{нгjср}}$ при этом заменяют на $q_{jср}$ и $\sigma^2_{q_{jср}}$. Если расчленение разреза проведено на достаточное число однородных по ФЕС совокупностей, разделение пластов по каротажу выполнено удовлетворительно и точности оценки средних групповых параметров пластов достаточны, то погрешности определения $C_{нг}$ и C_q не превысят 10 %. В этом случае погрешности оценки запасов нефти (газа), а также средней продуктивности скважин будут преимущественно зависеть от разведанности залежи по площади.

Уже после разделения пород залежи на две категории оказывается практически возможным использовать результаты группирования для оперативного подсчета запасов нефти и газа и составления проекта разработки. Удовлетворительные оценки $C_{нг}$ и C_q обычно получают после разделения пород категории I на группы.

В регионах, где есть детально разведанные залежи, два первых этапа группирования могут быть проведены на основе ранее накопленной геолого-промысловой информации. Результаты исследования скважин разведуемой залежи используют для проверки правильности начальных этапов группирования и дальнейшего его развития.

По мере хода разведочного бурения увеличивается число исследованных специальных скважин и группирование уточняется. Эти данные с помощью РП и каротажа распространяют на остальные скважины. Путем вовлечения в оценки данных, полученных в этих скважинах, группо-

30			∞	
2,04			2,0	
30	50	100	∞	
1,84	1,60	1,39	1,0	

вые параметры пластов и правила их разделения постепенно уточняются.

Однородность групп пластов по искомым параметрам позволяет получить несмещенные оценки этих параметров для залежи, а по дисперсии их распределений и исходя из погрешности разделения оценить погрешность подсчета запасов нефти и газа, а также средней продуктивности скважин [13].

Группирование пластов подземных газохранилищ в водоносных отложениях. Работы проводят по вышеизложенной схеме изучения нефтегазонасыщенных отложений. Выборочное расчленение разреза по ФЕС основано на возбуждении процессов вытеснения воды газом и газа водой. С этой целью закачивают небольшой объем газа в водонасыщенные пласты и осуществляют наблюдения методами НК за процессами создания и расформирования в прискважинной части пласта газовой залежи небольшого объема.

Для разделения пластов на две категории используют данные о коэффициенте вытеснения воды газом, получаемые следующим образом.

Производится закачка газа в скважину, в которой исследуемый интервал, судя по данным каротажа, характеризуется наиболее высокой для залежи неоднородностью по проницаемости и пористости. Перед закачкой газа, после завершения подготовки к ней, записывают исходную кривую НК при 100 %-ной водонасыщенности пластов. Расход закачиваемого газа должен отвечать условию $A_1>5$ [см. уравнение (XXI.13)]. Закачка газа в скважину продолжается несколько суток до стабилизации газонасыщенности прискважинной зоны, определяемой по контрольным кривым НК, регистрируемым при нагнетании газа.

Путем сопоставления исходной и контрольной кривых НК определяют интервалы поступления газа в исследуемый объект и максимально достигнутую газонасыщенность $k_г'$ этих интервалов (см. § 100). По величине $k_г'$ пласты разделяют на две категории с $k_г' \geqslant k_{г.ост}=20$ % и с 20 %$>k_г'>0$. Кроме того, выделяют неколлекторы ($k_г=0$). Разделение осуществляется в нескольких (2—5) скважинах.

Дальнейшее группирование проводят лишь по пластам первой категории, так как они определяют активный объем газа в хранилище, а также приемистость и продуктивность скважин. Пласты разделяют на группы, а при необходимости и на подгруппы, по признаку сходства времени t_2 — уменьшения газонасыщенности пласта от максимальной $k_г'$ до остаточной и по величине $k_п$ или $k_г'$. Для этого после прекращения закачки газа в скважинах периодически проводят повторный НК вплоть до обводнения всех пластов до уровня $k_{г.ост}$ или до восстановления положения ГВК, имевшего место до начала закачки газа. При небольшом объеме закачки (около 1 млн. м³ газа на 10—15 м мощности и пластовом давлении ~10 МПа) НК целесообразно повторять через каждые 12 ч или менее. При большем объеме закачки газа интервалы между замерами увеличивают. По кривым НК определяют время t_2. С этой целью для каждого пласта строят график зависимости приведенных к одному масштабу показаний НК от времени. $k_г'$ оценивают по данным НК во время закачки газа, а $k_п$ — по данным ЭК. [14].

Для разделения пород на группы и подгруппы могут быть использованы и результаты работ способом 10/IV (см. табл. XXI.10).

Использование результатов группирования. В качестве эксплуатационных объектов выделяют пачки продуктивных пластов, разделенные пластами категории II или неколлекторами, прослеживающимися по всей площади залежи. Проводят детальную корреляцию разрезов скважин, разделенных по результатам лишь двух первых этапов группирования (более дробное расчленение разреза лишь усложняет корреляцию). Далее сопоставляют оценки пластового давления $p_{пл}$, установленные по результатам гидродинамических исследований каждого эксплуатационного объекта. Для эксплуатационных объектов с $p_{пл}$, отличным от давления во вмещающих объектах больше, чем на величину, соответствующую гидростатическому градиенту давления в пределах единой залежи, уточняют положение ГЖК или ВНК (см. § 95).

Подсчет запасов нефти и газа производят по одной схеме, но раздельно. Оценки проводят раздельно для каждого эксплуатационного объекта с $p_{пл}$, отличным от давления вмещающих пород, а затем суммируют.

Геологические запасы $З$ определяют по формуле

$$З = Vw_{пр.ср}C,$$

где V — геометрический объем объекта; $w_{пр.ср}$ — средний удельный запас нефти (газа) на 1 м общей мощности объекта; C — коэффициент, учитывающий свойства нефти (газа) в пластовых условиях.

При подсчете запасов нефти $C=B\rho$, где B — коэффициент перевода нефти из пластовых условий в поверхностные [44] и ρ — средняя плотность нефти на поверхности.

При подсчете запасов газа

$$C = \frac{293}{273+T_{пл}}(p_0\alpha_0 - p_к\alpha_к),$$

где $T_{пл}$ — пластовая температура; p_0, $p_к$ — среднее абсолютное пластовое давление

начальное и конечное (при давлении на устье скважины 0,1 МПа, $p_к=0{,}1\ e^{1293\cdot10^{-9}H\gamma_в}$); H — средняя глубина залегания залежи; $\gamma_в$ — плотность газа по воздуху; α_0, $\alpha_к$ — поправки на отклонение свойств пластового газа от закона Бойля — Мариотта для давлений p_0 и $p_к$.

Оценку V производят по карте общей мощности продуктивной части объекта [13].

Величину $w_{пр.ср}$ определяют по оценкам $w_{пр}$ в скважинах [13]

$$w_{пр} = \frac{1}{H_i}\sum_{j=1}^{m} w_{нг\ j\ ср}\sum_{i=1}^{n_j} h_i,$$

где H_i — мощность эксплуатационного объекта в i-й скважине.

При малом числе скважин (до 6) $w_{пр.ср}$ определяют как среднее значение из $w_{пр.ср}$ по скважинам, в которых $H_i>2/3H_{max}$. Это обеспечивает равную представительность данных по скважинам с различной величиной H [13]. При большем числе скважин выявляется закономерная составляющая изменчивости $w_{пр}$ по площади путем анализа зависимости $w_{пр}=f(x, y)$, где x, y — координаты скважин.

По этой зависимости оценивают $w_{пр}$ и соответствующую погрешность ее оценки [98]. Методика оценки погрешности запасов в объектах и в залежи в целом приведена в работе [13].

Для каждой скважины рассчитывают потенциальную продуктивность каждого эксплуатационного объекта с $p_{пл}$, отличным от давления вмещающих пород

$$Q = \sum_{j=1}^{m} q_{пот\ j\ ср}\sum_{i=1}^{n_j} h_i.$$

Если планируется совместная эксплуатация нескольких объектов, то оценивают их суммарную продуктивность $Q_Σ=\Sigma Q_к$.

Оценку средней потенциальной продуктивности эксплуатационного объекта q проводят по формуле:

$$q = \frac{\sum^{n}(Q_i/H_i)}{n}H_{ср} = q_{пр.\,ср}H_{ср},$$

где n — число скважин, по которым определено Q_i; $H_{ср}$ — средняя общая мощность объекта в пределах зоны отбора; $q_{пр.ср}$ — его средняя удельная продуктивность.

Относительная погрешность оценки q

$$\sigma_q = \frac{\sigma_{Q_i}}{nq_{пр}}\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\frac{1}{H_i^2}}.$$

При расчете σ_q по этой формуле не учитывается погрешность определения H, так как она обычно мала по сравнению с дисперсией Q_i и принято, что $\sigma_{Q'}^2=\text{const}$.

Оценка суммарной продуктивности эксплуатационного объекта равна $q_Σ=Nq$, где N — число эксплуатационных скважин.

Относительная погрешность оценки $\sigma_{q_Σ}=\sigma_q$ H.

§ 100. КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОХРАНИЛИЩ

При контроле за эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений и подземных газохранилищ (ПХГ) задача каротажа состоит в определении нефтегазонасыщения пласта-коллектора и его изменений в процессе эксплуатации с целью использования этих данных, совместно с промысловым и гидродинамическими данными, для регулирования и оптимизации процесса разработки. Нефте- и газонасыщенность пласта меняется при его эксплуатации в результате вытеснения: в нефтяной залежи — нефти водой или газом (пластовыми или закачиваемыми с поверхности), в газовой залежи — газа пластовыми водами, в ПХГ — воды закачиваемым газом при создании искусственной газовой залежи и газа водой при эксплуатации ПХГ. Контроль процесса вытеснения предусматривает определение положения водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов и контуров нефтегазоносности; определение положения фронта закачиваемых вод и газа; определение текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности, прогноз продвижения контактов и фронтов закачки по эксплуатируемой залежи. При решении этих задач каротаж проводят в наблюдательных скважинах с неперфорированной стальной колонной и с открытым забоем; в дополнительно вскрывающих эксплуатирующую залежь скважинах — в открытом стволе и после их крепления, в действующих и остановленных эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Контроль процессов вытеснения эффективен при строгом соблюдении системы контроля, предусматривающей очередность и периодичность исследования скважин в зависимости от их расположения на площади месторождения и обязательный комплекс геофизических измерений в этих скважинах.

Особенности процессов вытеснения. Процессы вытеснения протекают в несколько этапов, различающихся соотношением подвижностей пластовых флюидов. Об этапе вытеснения можно судить по соотношению измеренной водонасыщенности пласта — $k_в$ и пороговых водонасыщенностей $k_{в.крит}$ и $k_{в.ост}$ ($k_{в.ост}$ — минимальная равновесная водонасыщенность, при которой из пласта в скважину поступает лишь вода; $k_{в.крит}$ — максимальная равновесная водонасыщенность, при которой пласт еще не отдает воду). При $k_в \leqslant k_{в.крит}$ из пластов поступает лишь нефть или газ и они расположены выше

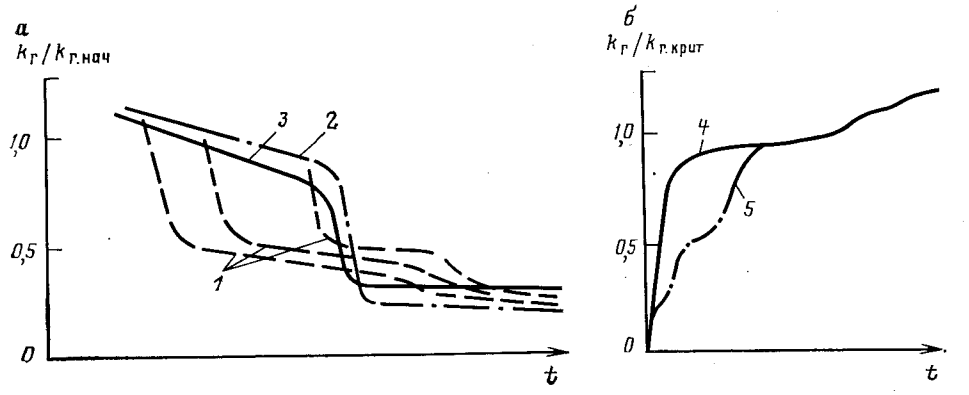


Рис. XXI.27. Обобщенные кривые изменения относительной газонасыщенности при вытеснении газа водой (*а*) и воды газом (*б*) в гранулярных коллекторах.

1, 2 — прорывное и равномерное вытеснения в породах с $k_{пр} > 10^{-12}$ м²; *3* — равномерное вытеснение в породах с $k_{пр} \approx 0{,}3 \cdot 10^{-12}$ м²; *4,5* — первое и повторное вытеснения воды газом

ВНК или ГВК; при $k_{в.ост} > k_в > k_{в.крит}$ — из пластов поступает нефть (газ) с водой и эти пласты расположены ниже ВНК или ГВК, но в пределах контура нефтегазоносности; при $k_в \geqslant k_{в.ост}$ — из пластов поступает вода, эти пласты расположены за пределами контура нефтегазоносности. Для газовых месторождений и ПХГ контур газоносности соответствует начальному до отбора газа, если эксплуатация идет в режиме истощения. При трехфазном насыщении пластов (газ, нефть, вода) ГНК соответствует границе пластов с $k_г \geqslant k_{г.крит}$, пластов с $k_г \leqslant k_{г.крит}$ ($k_{г.крит}$ — минимальная газонасыщенность, при которой из пласта в скважину поступает лишь газ).

Признаком приближающегося обводнения пласта является увеличение водонасыщенности относительно ее начального значения.

Закономерности процессов вытеснения в пластовых условиях наиболее полно изучены применительно к преимущественно гидрофильным газонасыщенным пластам с гранулярным типом пористости [14]. На рис. (XXI.27) показаны обобщенные кривые изменения газонасыщенности при вытеснении газа водой или воды газом из пластов проницаемостью $0{,}3 \cdot 10^{-12}$ м² и выше.

Вытеснение газа водой. Длительность этапов процесса зависит от градиента давления.

При малых градиентах давления на первом этапе идет постепенное, длительное замещение газа водой и $k_в$ увеличивается от начального значения $k_{в.нач}$ до $k_{в.крит}$. Для пластов песчаника с $k_{пр} \geqslant 10^{-12}$ м² и $k_{в.нач} \leqslant 20$ % $k_{в.крит} = 35 \div 45$ %. При уменьшении проницаемости значения $k_{в.крит}$ растут, достигая ~70 % при $k_{пр} \leqslant 10^{-13}$ м². При $k_в > k_{в.крит}$ вода становится подвижной при малых градиентах давления (10^{-4} МПа/м). В связи с этим после достижения $k_{в.крит}$ (на втором этапе вытеснения) водонасыщенность скачком возрастает до $k_{в.ост}$ и далее уже не изменяется. Величина $k_{в.ост}$ в большинстве случаев равна 80—90 % (тем меньше, чем выше ФЕС пласта).

При больших градиентах давления длительность первого этапа вытеснения меньше, чем при малых градиентах, и $k_в$ возрастает менее значительно (в газонасыщенных пластах ПХГ величины $k_{в.нач}$ близки к $k_{в.крит}$ и первый этап вытеснения может отсутствовать). Эти изменения уменьшаются с увеличением градиента давления. На втором этапе $k_в$ пласта возрастает до значения прорывной насыщенности $k_{в.прор}$, при которой из пластов поступает газ с водой. На третьем этапе идет длительное, постепенное замещение газа водой с повышением $k_в$ до $k_{в.ост}$. Длительность этого этапа вытеснения зависит от ФЕС вмещающих пластов и темпа отбора газа. При отсутствии перетока воды во вмещающие отложения из обводненного пласта, $k_в$ практически не изменяется и остается на уровне $k_{в.прор}$. Прорывной характер вытеснения свойствен прослоям с повышенными ФЕС, для них $k_{в.прор} = 60 \div 70$ %.

Вытеснение воды газом. При первом вытеснении воды газом из пластов ПХГ [при $P_1 > 5$, см. уравнение (XXI.13)] на первом этапе вытеснения водонасыщенность быстро снижается до значения $k_{в.крит}$. На втором этапе идет медленное уменьшение $k_в$ до предельного значения, величина которого всегда больше $k_{в.нач}$ аналогичных по коллекторским свойствам пластов газовых месторождений. Наибольшая скорость изменения водонасыщенности наблюдается в зоне нагнетания и непосредственно прилегающей к ней части пласта.

Повторное вытеснение воды газом из пласта, обводнившегося в период отбора газа, протекает в три этапа. Первый этап характеризуется прорывом газа, в результате чего устанавливается $k_{в.прор}$. На втором этапе наблюдается длительное уменьшение водонасыщенности до $k_{в.крит}$. Третий этап аналогичен первому при первом вытеснении, он имеет место преимущественно в пластах, не обводнившихся в период отбора газа, и завершается достижением водонасыщенности, близкой к предельной.

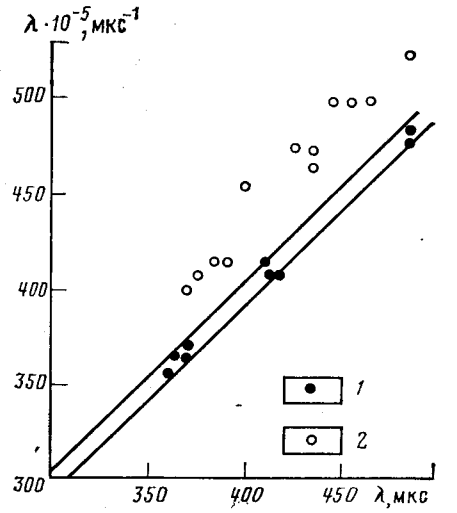


Рис. XXI.28. График корреляции значений λ, определенных по данным повторного ИННК.

Пласты: *1* — неизменно нефтенасыщенные; *2* — обводнившиеся

Контроль процесса вытеснения нефти водой и газом. Для контроля процесса вытеснения нефти водой применяют: в скважинах; крепленных стальной неперфорированной колонной ИНК, высокочувствительную термометрию (ВТ) и ГК; в перфорированных скважинах, кроме того, применяют методы, изучающие состав и дебит жидкости в стволе скважины, в скважинах с открытым стволом — электрический каротаж: индукционный, боковой и диэлектрический. Эффективность основных методов каротажа — ИНК и ЭК определяется содержанием NaCl в воде, обводняющей нефтяной пласт, а также его пористостью и однородностью. Наименее благоприятны условия, когда обводняющие воды пресные, а минерализация остаточной воды нефтяного пласта низкая, а также, когда объемное содержание NaCl в обводняющемся пласте оказывается близким к его содержанию в нефтяном пласте с высокой минерализацией остаточной воды [97].

Контроль за положением ВНК в крепленных стальной колонной скважинах в неперфорированном интервале осуществляется методом ИНК.

Относительный эффект на ВНК Σ (в %) равен

$$\Sigma = \frac{(\lambda_в - \lambda_н)\, k_п \Delta k_н}{\lambda_{пн}} \cdot 100,$$

где $\lambda_в$, $\lambda_н$, $\lambda_{пн}$ — декремент затухания плотности нейтронов при ИНК в пластовой воде, нефти и в нефтеносном пласте, $\Delta k_н$ — изменение нефтенасыщенности выше и ниже ВНК. Величина Σ в наиболее благоприятных условиях: высокая минерализация пластовых вод ($\lambda = 25 \div 30$ мс$^{-1}$), высокая пористость ($k_п = 0{,}2$—$0{,}3$), высокая и низкая остаточная нефтенасыщенности ($\Delta k_н = 0{,}5$—$0{,}7$) — превосходят 100 %. В условиях низких минерализаций пластовых вод (15—20 г/л NaCl) или низких пористостей или нефтенасыщенностей коллектора Σ снижается до 10—15 %. Достижимая точность оп-

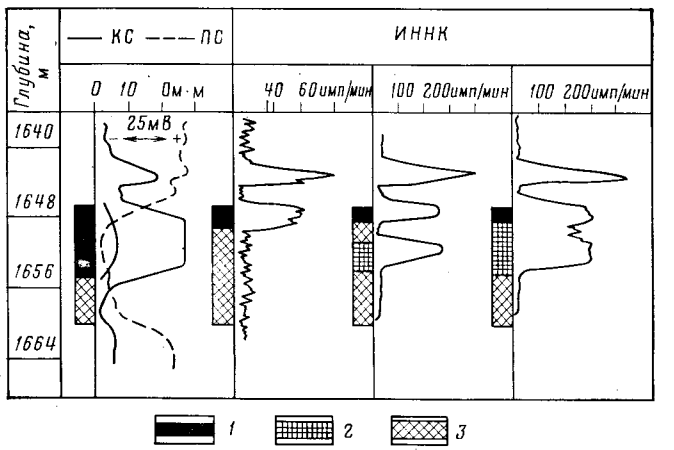


Рис. XXI.29. Выделение пластов, обводняющихся опресненными закачиваемыми водами, по результатам повторного ИННК неперфорированного пласта.

1 — нефть; *2* — пресная вода; *3* — минерализованная вода

ределения λ в настоящее время 1,5—2 %. Поэтому задача контроля положения ВНК при разработке нефтяных месторождений по результатам повторного ИНК, эффективность которого лимитируется достижимой точностью измерения λ, удовлетворительно решается для большинства крупных нефтяных месторождений, находящихся в эксплуатации (см. рис. XXI.28 и XXI.29).

Задача определения ВНК осложняется, если ее необходимо решать по результатам однократного измерения.

Величина λ, измеренного в терригенном коллекторе, существенно зависит от содержания глинистого материала, калиевых полевых шпатов, акцессорных борсодержащих минералов (турмалин); в карбонатном коллекторе существенно зависит от доломитизации и сульфатизации, окварцованности и глинистости.

Вариации вещественного состава твердой фазы коллектора, его пористости и глинистости в пределах одной залежи меняют величину λ до 50 %. Эта помеха исключает возможность достоверного определения ВНК без учета указанных факторов в условиях низких минерализаций пластовых вод.

Учет вариаций λ, не связанных с насыщением коллектора, осуществляется следующим образом.

Поправка $\Delta\lambda k_{\text{п}}$ на изменение пористости $\Delta k_{\text{п}}$ на величину λ оценивается по формуле

$$\Delta\lambda_{k_{\text{п}}} = (\lambda_{\text{фл}} - \lambda_{\text{ск}})\,\Delta k_{\text{п}}, \qquad (\text{XXI.35})$$

где $\lambda_{\text{фл}}$ и $\lambda_{\text{ск}}$ — λ флюида и скелета пласта. Изменение $\Delta k_{\text{п}}$ определяется по данным ННК (НГК), ГГК, АК. Требуемая точность оценки $k_{\text{п}}$ обеспечивается этими методами. Она минимальна в высокопористых полимиктовых и глинистых песчаниках с низкой минерализацией пластовых вод и максимальна в низкопористых доломитизированных карбонатных коллекторах с высокой минерализацией пластовых вод.

Поправка $\Delta\lambda_{\text{гл}}$ на изменение глинистости на величину λ оценивается по формуле:

$$\Delta\lambda_{\text{гл}} = (\lambda_{\text{гл}} - \lambda_{\text{ск}})\,\Delta k_{\text{гл}}, \qquad (\text{XXI.36})$$

где $\Delta\lambda_{\text{гл}}$ — поправка λ при изменении глинистости на величину $\Delta k_{\text{гл}}$.

Изменение $\Delta k_{\text{гл}}$ определяется по данным ГК, ПС или комплекса ННК и ГГК. Требуемая точность оценки $\Delta k_{\text{гл}}$ обеспечивается этими методами.

Поправка за изменение содержания калиевых шпатов может быть определена по данным спектрометрического ГК. На практике часто наблюдается тесная корреляционная связь между показаниями ГК и суммарной вариацией λ, связанной с глинистостью и содержанием полевых шпатов $\Delta\lambda_{\text{гл+пш}}$ Это позволяет вводить суммарную поправку $\Delta\lambda_{\text{гл+пш}}$ по данным ГК:

$$\Delta\lambda_{\text{гл+пш}} = (\lambda_{\text{гл}} - \lambda_{\text{ск}})\,\Delta I_{\text{ГК}},$$

где $\Delta I_{\text{ГК}} = \dfrac{I_{\text{ГК}} - I_{\text{опГК}}}{I_{\text{глГК}} - I_{\text{опГК}}}$ ($I_{\text{ГК}}$; $I_{\text{глГК}}$; $I_{\text{опГК}}$ — показания ГК против исследуемого пласта, опорных пластов неразмытых глин и неглинистого коллектора, содержащего мало полевых шпатов. Величина $\lambda_{\text{гл}}$ равна λ по ИНК против неразмытых глин. Величину $\lambda_{\text{ск}}$ можно определить по измерениям против опорного пласта неглинистых коллекторов $\lambda_{\text{оп}}$ с известной пористостью $k_{\text{п.оп}}$, пользуясь формулой

$$\lambda_{\text{ск}} = \frac{\lambda_{\text{оп}} - k_{\text{п. оп}}\lambda_{\text{фл}}}{1 - k_{\text{п. оп}}}. \qquad (\text{XXI.37})$$

Поправка $\Delta\lambda_{\text{дол}}$ за изменение $\Delta k_{\text{дол}}$ доломитизации известняков на величину λ оценивается по формуле

$$\Delta\lambda_{\text{дол}} = (\lambda_{\text{изв}} - \lambda_{\text{дол}})\,\Delta k_{\text{дол}}, \qquad (\text{XXI.38})$$

где $\lambda_{\text{изв}}$, $\lambda_{\text{дол}}$ — λ скелета известняка и доломита.

Величина $\Delta k_{\text{дол}}$ определяется по данным ННК (НГК) и ГГК. Для учета вариаций свойств коллектора значения λ для каждого j-го прослоя λ_j приводят к значениям нормализованного пропластка λ_{Nj} с фиксированными — обычно наиболее вероятными (модальными) — свойствами путем вычитания поправок $\Delta\lambda_i$ для каждой i-й исправляемой компоненты по формулам (XXI.35) — (XXI.38)

$$\lambda_{Nj} = \lambda_j - \Sigma_i\,\Delta\lambda_{ij},$$

где $\Delta\lambda_{ij}$ — поправки за изменение содержания i-й компоненты (пористости, глинистости, доломитизации) для j-го прослоя, $\Delta k_{ij} = k_{ij} - k_{iM}$, где k_{iM} — модальное содержание i-й компоненты.

Способов выявления и учета вариаций ряда компонент пласта, таких, как содержание акцессорных минералов, сульфатизации, ожелезнения, в практике нет. Их влияние рассматривается как дополнительная случайная погрешность, величина которой оценивается по результатам химического и минералогического анализов керна.

Положение ВНК устанавливается по изменению по глубине значения λ_{Nj}, превышающему его ожидаемую суммарную погрешность. Разность величин λ_{Nj} ниже — $\lambda_{N\text{пв}}$ и выше ВНК — $\lambda_{N\text{пн}}$ должна быть близка к расчетному значению:

$$\lambda_{N\,\text{пв}} - \lambda_{N\,\text{пн}} = (\lambda_{\text{в}} - \lambda_{\text{н}})k_{\text{п. м}}\,\Delta\,k_{\text{н}}.$$

Суммарная погрешность λ_{Nj} определяется как среднее квадратическое отклонение от среднего значения $\lambda_{Nj\text{ср}}$ в водоносном пласте — $\sigma(\lambda_{N\text{пв}})$. Задача определения ВНК решается, если $\lambda_{N\text{пв}} - \lambda_{N\text{пн}} > 2\sigma(\lambda_{N\text{пв}})$.

Контроль за продвижением вод, закачиваемых при внутриконтурном заводнении, отличается от задачи контроля за ВНК тем, что закачиваемые воды обычно пресные или имеют более низкую минерализацию, чем пластовые и остаточные воды нефтяного пласта. Однако и в этом случае на фронте вытеснения образуется оторочка из минерализованной пластовой воды и по данным повторного ИНК, выполненного до обводнения пласта и начальной его стадии, можно выявить процесс вытеснения нефти осолоненной водой, а затем замещение осолоненной воды оторочки закачиваемой пресной водой (см. рис. XXI.29). Данные термометрии позволяют обнаруживать проход закачиваемых вод любой минерализации, сопровождающийся охлаждением пласта (рис. XXI.30). При длительной промывке нефтеносного прослоя опресненными водами содержание хлора в них, а следовательно, и значение λ становятся ниже, чем до промывки, что используется для выявления обводненных пропластков. Наиболее полные данные о продвижении фронта дают наблюдения в контрольных скважинах методом повторного ИНК за изменениями минерализации флюида в нефтяном пласте, в ходе которых выявляются следующие этапы:

а) *начальный* — нефть в пласте, остаточная вода опреснена в прискважинной зоне фильтратом промывочной жидкости (обычный случай вскрытия пласта на пресной промывочной жидкости, рис. XXI.31, этап *Iа*, кривая *2*);

б) движения одной нефти — содержание хлора в прискважинной части пласта увеличивается за счет солевого обмена между движущейся нефтью и неподвижной остаточной водой (рис. XXI.31, этап *Iб*, кривая *2*);

в) уменьшения нефтенасыщенности за счет опережающей капиллярной пропитки — содержание хлора в пласте достигает максимума и может превзойти его содержание в водоносной части пласта, а величина $\tau_N = 1/\lambda_N$ достигает минимума τ_{min} (рис. XXI.31, этап *II*, кривая *2*);

г) начального обводнения — содержание хлора начинает уменьшаться до уров-

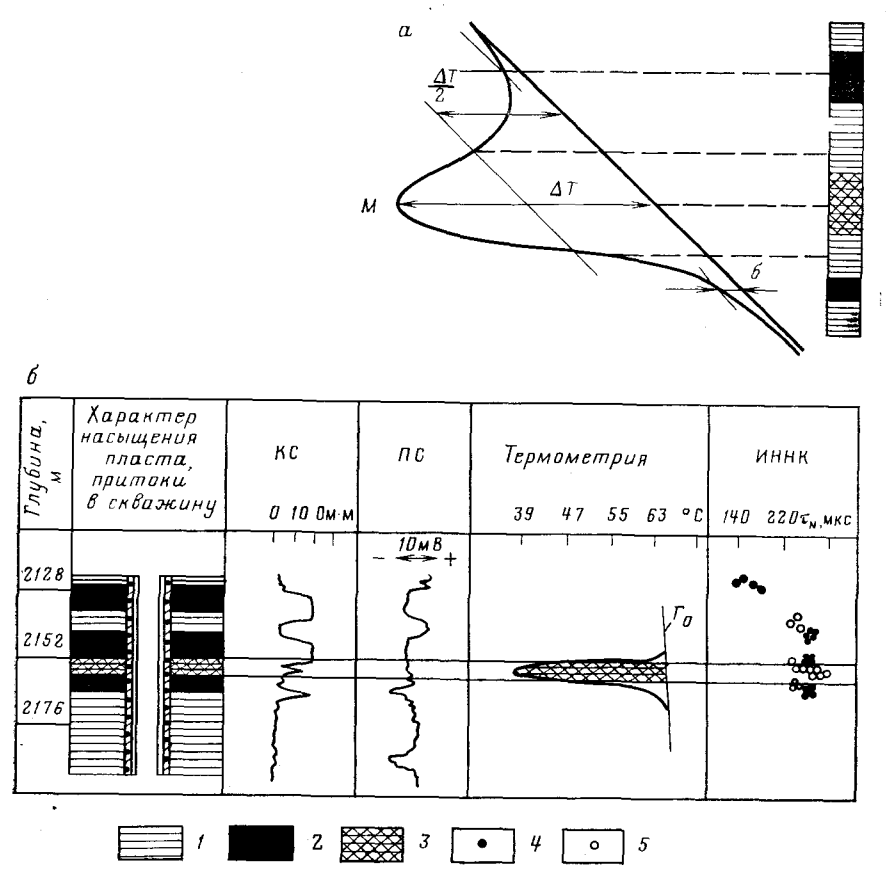


Рис. XXI.30. Определение положения обводненного пласта в интервале прохождения температурного фронта нагнетаемых вод.

а — типовая термограмма, *б* — пример комплексного использования данных термометрии и ИННК для выявления прорыва закачиваемых вод по пласту; *1* — глина; *2* — нефтеносный пласт; *3* — обводненный интервал; *4* — τ_N в нефтеносном пласте; *5* — τ_N в обводненном пласте

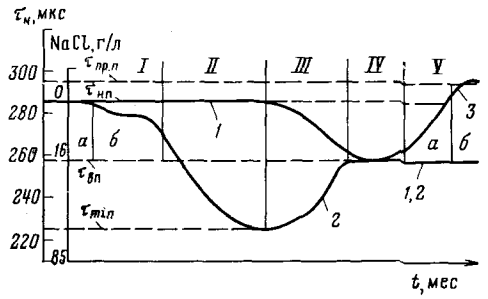


Рис. XXI.31. Кривые изменения τ_N в процессе выработки пласта.

1 — при подъеме ВНК и прорыве закачиваемых вод по высокопроницаемому пропластку; *2* — при продвижении фронта закачиваемых вод; *3* — при закачке пресных вод; *I—V* — этапы *изменения* τ_N *со временем*; $\tau_{пр.п}$ — *время жизни* нейтронов в пласте, обводненном пресными закачиваемыми водами

ня минерализации остаточной воды (рис. XXI.31, этап *III*, кривая *2*);

д) обводнения закачиваемой водой — в зависимости от соотношения минерализаций закачиваемой и остаточной вод содержание хлора в пласте или постепенно стабилизируется, если минерализации обеих вод близки (рис. XXI.31, кривые *1* и *2*), или уменьшается (рис. XXI.31, кривая *3*) при меньшей минерализации закачиваемых вод (этапы *IV* и *Va*);

е) конечный — содержание нефти в пласте достигает величины остаточной нефтенасыщенности, а минерализация воды в пласте, включая связанную воду, становится равной минерализации закачиваемой воды (этап *Vб*).

В условиях прорывного вытеснения нефти водой, наблюдаемого по наиболее проницаемым пропласткам с опережающим обводнением, этап *II* отсутствует (см. рис. XXI.31, кривая *1*).

При низкой минерализации пластовой и остаточной воды анализируют кривые распределения $\tau_{Nj} = 1/\lambda_{Nj}$ и сравнивают эти данные для изучаемых и опорных пластов (водоносных и невырабатываемых нефтеносных). При этом используют типовые кривые распределения соответствующие различным стадиям обводнения пласта на данном месторождении, полученные по результатам повторного ИНК в нескольких контрольных скважинах, в которых для каждого типа кривой распределения определена промысловая характеристика путем контрольного испытания пласта (рис. XXI.33). Учитывают следующие закономерности продвижения закачиваемых вод; в однородном пласте с хорошей вертикальной проницаемостью наблюдается опережение обводнения подошвенной его части и отставание в кровельной части за счет проявления гравитационных сил, в неоднородном по проницаемости пласте

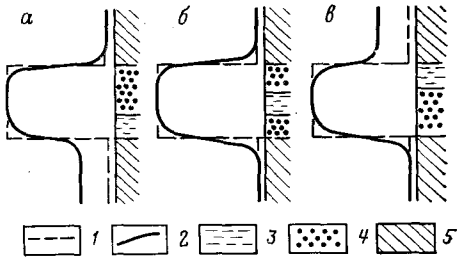


Рис. XXI.32. Влияние пресной законтурной воды на аномалию ПС.

Положение пресной воды в пласте: *а* — в подошве, *б* — в середине, *в* — в кровле; *1* — статическая кривая ПС до подхода пресной воды к скважине; *2* — кривая ПС после прорыва пресной воды; *3* — пресная вода в пласте; *4* — не обводненный песчаник; *5* — глина

опережающее обводнение наблюдается по наиболее проницаемым пропласткам, тогда как пропластки с ухудшенной проницаемостью и особенно расположенные под покрышками и непроницаемыми перемычками обводняются позже или практически не обводняются.

В открытом стволе пласт, обводняющийся пресными водами, может быть выявлен в благоприятных случаях по изменению конфигурации кривой ПС (рис. XXI.32). Положительные результаты дает выявление обводняющихся пресной водой интервалов в открытом стволе по данным диэлектрического каротажа. Обводненные прослои независимо от минерализации воды выявляются повышенными значениями диэлектрической проницаемости. По данным гидродинамического каротажа обводненные прослои характеризуются повышенными давлениями.

Количественная оценка коэффициента текущей $k_{н.г}$ и остаточной $k_{н.о}$ нефтенасыщенности разрабатываемого пласта возможна, когда известна и достаточно высока минерализация вод, обводняющих пласт.

В открытом стволе данная задача решается методами электрического каротажа в соответствии с указаниями § 97, а в обсаженной скважине методом ИНК. Оценка нефтенасыщенности по данным ИНК базируется на связи среднего времени жизни тепловых нейтронов $\tau_п$ в пласте с его коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью

$$\frac{1}{\tau_п} = \frac{1}{\tau_{ск}}(1 - k_п - k_{гл}) + \frac{1}{\tau_{гл}} k_{гл} + \frac{1}{\tau_в}(1 - k_н) k_п + \frac{1}{\tau_н} k_н k_п.$$

Подлежит учету и исключению влияние вариаций состава минерального скелета, глинистости, химического состава нефти.

Количественная оценка $k_{н.г}$ и $k_{н,о}$ возможна для песчано-глинистых коллекторов с гранулярной пористостью при условиях, когда минерализация воды, вытесняющей нефть, близка к минерализации пластовой воды, не меньшей 100 г/л NaCl, и при пористости пласта большей 15 %. Оценка начальной нефтенасыщенности в этих условиях также возможна, но только в скважинах, пробуренных на растворах с нефтяной основой.

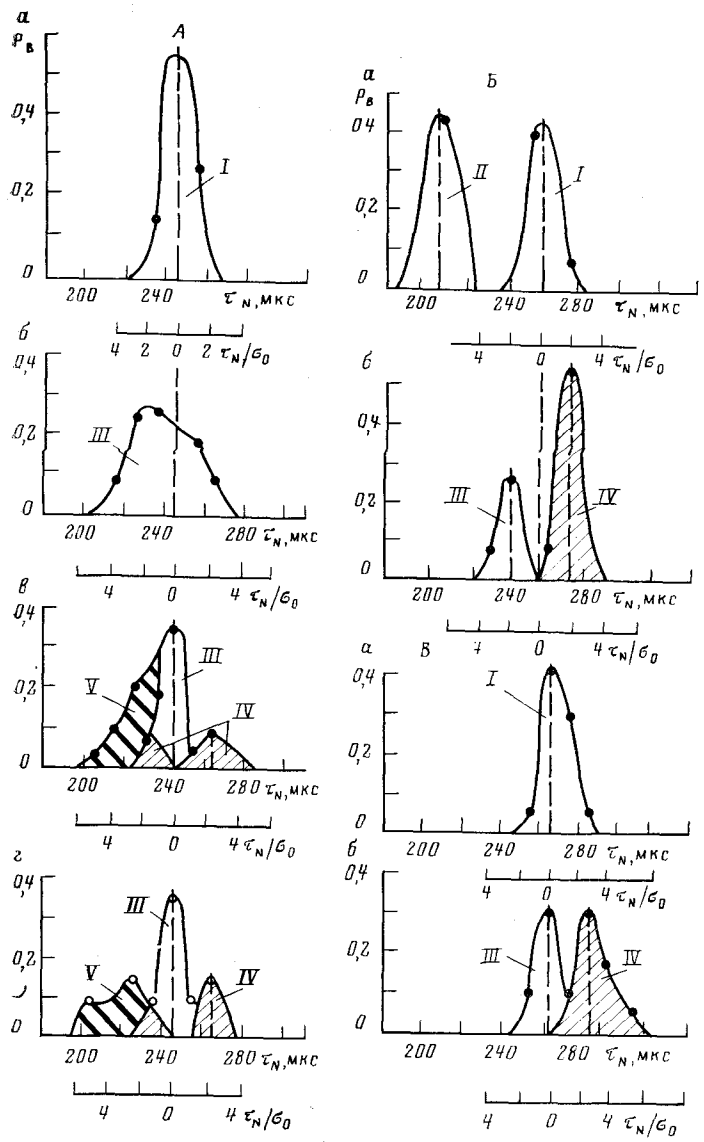


Рис. XXI.33. Кривые распределения $\tau_N = 1/\lambda_N$, соответствующие различным стадиям обводнения пласта, на Усть-Балыкском месторождении.

А — скв. 303, пласты: *а* — опорный, *б* — $БС_I$, *в* — $БС_{II+III}$ *г* — $БС_{IV}$; *Б* — скв. 309, пласты: *а* — опорный, *б* — $БС_{IV}$, *В* — скв. 873, пласты: *а* — опорный, *б* — $БС_{II+III}$; результаты контрольного испытания: *А* (*г*) — нефть с водой, *Б* (*б*) — безводная нефть, *В* (*б*) — нефть с водой; результаты интерпретации: *I* — пласт водоносный, *II* — пласт глин, *III* — обводняющийся интервал с высокой минерализацией флюида, превышающей минерализацию пластовой воды, *IV* — нефтенасыщенный интервал, *V* — нефтенасыщенный интервал с высокой минерализацией воды, превышающей минерализацию пластовой воды

Для количественной оценки нефтенасыщенности необходимо наличие в разрезе группы опорных пластов: с известным нефтенасыщением и нескольких полностью водонасыщенных пластов, чем исключаются погрешности, связанные с различиями истинных ($\tau_п$) и измеренных ($\tau_э = 1/\lambda$) значений времени жизни тепловых нейт-

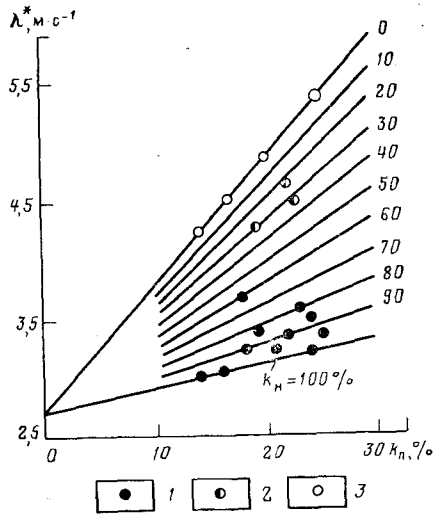


Рис. XXI.34. Графический способ оценки нефтенасыщенности обводняющихся интервалов.

Интервалы: *1* — нефтенасыщенные, *2* — частично обводненные, *3* — водоносные и выработанные

ронов и неточным знанием параметров пластов и заполняющих их флюидов.

Исходными для определения $k_н$ по ИНК являются: результаты измерения с погрешностью не более 2 % величины λ, величины λ для неглинистого минерального скелета пласта ($\lambda_{ск}$), воды, заполняющей пласт ($\lambda_в$), нефти в пластовых условиях $\lambda_н$, глинистого материала пласта ($\lambda_{гл}$), значения пористости ($k_п$) и глинистости $k_{гл}$ пласта.

Указанные величины определяют следующим образом. Значения $\lambda_в$ и $\lambda_н$ рассчитывают по данным химического анализа или, лучше, определяют на поверхности прибором, погруженным в заполненную водой и нефтью емкость диаметром не менее 1 м, с последующим пересчетом на пластовые условия по известным значениям газового фактора и коэффициента усадки нефти.

Определение $\lambda_{гл}$ и $\lambda_{ск}$. Вначале определяют приближенные значения $\lambda'_{гл}$ и $\lambda'_{ск}$: $\lambda'_{гл}$ устанавливают по измерениям против неразмытых глин, $\lambda'_{ск}$ вычисляют по данным анализа керна или на основании результатов измерений λ в неглинистом водоносном пласте ($\lambda_{пв.оп}$) по формуле

$$\lambda'_{ск} = \frac{\lambda_{пв.оп} - \lambda_в k_п}{1 - k_п}.$$

Величины $\lambda_{пв.оп}$ для группы глинистых опорных водоносных пластов исправляют за глинистость

$$\lambda_{пв.оп.и} = \lambda_{пв.оп} - k_{гл}(\lambda'_{гл} - \lambda'_{ск}).$$

Строится зависимость $\lambda_{пв.оп.и} = f(k_п)$ и продолжается до пересечения с осью λ. При $k_п = 0$ определяется $\lambda_{ск}$. Затем определяется λ для глинистого каркаса ($\lambda_к$) группы глинистых опорных водоносных пластов

$$\lambda_к = \lambda_{пв.оп} - k_п(\lambda_в - \lambda_{ск}).$$

Строится зависимость $\lambda_к = f(k_{гл})$ и продолжается до значения $k_{гл} = 100$ %, ему соответствует уточненная величина $\lambda_{гл}$. Определяется исправленная за глинистость величина $\lambda_и$

$$\lambda_и = \lambda - k_{гл}(\lambda_{гл} - \lambda_{ск}).$$

По величинам $\lambda_{оп.и}$ для полностью водоносных опорных пластов ($k_н = 0$) и нефтеносного опорного пласта с известным $k_{н.оп}$ строят палетку для определения $k_н$ (рис. XXI.34) путем линейной интерполяции между значениями $\lambda_{оп.и}$ для водоносного пласта ($k_и = 0$), нефтеносного пласта ($k_{н.оп}$) и $k_и = 100$ %. Палетка на рис. XXI.34 выражает зависимость $\lambda_и = f(k_п)$ для различных значений $k_н$ от 0 до 100 %. Для определения $k_н$ в изучаемом прослое по координатам $\lambda_и$, $k_п$ этого прослоя находят соответствующую точку на палетке. Величина $k_н$ может быть определена *также по формуле*

$$k_н = \frac{(\lambda_в - \lambda_{ск})k_п - (\lambda_и - \lambda_{ск})}{(\lambda_в - \lambda_н)k_п}. \quad (XXI.39)$$

Суммарная погрешность определения $k_н$ оценивается средним квадратическим отклонением величин $\lambda_{пв.оп.и}$, измеренных в группе опорных водоносных пластов и исправленных за глинистость и изменение пористости относительно наиболее вероятной.

В случае, когда $\sigma(k_н) \leqslant 5$ %, обеспечивается количественная оценка текущей нефтенасыщенности отдельного пласта в данной скважине. Когда $\sigma(k_н) \leqslant 20$ % и величины $\lambda_{пв.оп.и}$ распределены по нормальному закону, возможно определение среднего значения для заводненной части залежи по результатам измерений не менее 20 скважин с погрешностью не более ± 5 %. Случай $\sigma(k_н) > 20$ % обычно связан с повышенным и переменным содержанием содержащих бор минералов (турмалин и др.). Для уточнения определяют $\lambda_{ск}$ в интервале исследования путем закачки в перфорированный пласт пресной воды с декрементом затухания $\lambda_{пр.в} \approx \lambda_н$, что дает $\lambda = \lambda_{пр.п}$ для каждого интервала изучаемого пласта. По измеренной величине $\lambda_{пр.п}$ вычисляют

$$\lambda_{ск} = \frac{\lambda_{пр.п} - \lambda_{пр.в}k_п}{1 - k_п}$$

и, пользуясь этой величиной, определяют $k_н$ по измерениям λ, выполненным до закачки пресной воды.

Величина $\lambda_{ск}$ может быть определена также по фоновым измерениям $\lambda_ф$ в скважинах, пробуренных с промывочной жидкостью на пресной воде, непосредственно после их крепления колонной. В эом случае в нефтеносном пласте, благодаря проникновению пресного фильтрата, можно принять $\lambda_ф = \lambda_{пр.п}$.

В случае обводнения пласта водами низкой минерализации может быть определена только остаточная нефтенасыщенность. Для этого в пласт закачивают минерализованную воду с $\lambda_{м.в}$, а затем пресную воду с $\lambda_{пр.в} \approx \lambda_н$. Производят два измерения λ: при пресном заполнении $\lambda_{пр.п}$ и минерализованном $\lambda_{м.п}$. По последней формуле определяют $\lambda_{ск}$, а затем по формуле (XXI.39) при $\lambda_и = \lambda_{м.п}$ и $\lambda_в = \lambda_{м.в}$ находят $k_н$, соответствующий остаточной нефтенасыщенности.

Контроль за передвижением газонефтяного контакта (ГНК) осуществляется по промысловым данным с привлечением:

а) в неперфорированном интервале ствола скважины кривых НК (на рис. XXI.35 *а* и *б* ГНК перемещается вниз, а на рис. XXI.35 *в* вверх относительно его первоначального положения, установленного по первому замеру методом НГК);

б) в перфорированном интервале ствола скважины кривых НК, данных термометрии и измерений гамма-плотномером.

ГНК отмечается методами НК как граница, выше которой в нефтяном пласте содержится свободный газ в количестве, превышающем чувствительность метода НК (примерно 20 % при пористости более 20 %). Ниже этой границы обычно получают нефть без свободного газа, выше — нефть с газом.

Газоносный пласт отличается от нефтеносного и водоносного меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний НГК и ННК при измерениях зондами, большими инверсионного, против газоносной части пласта.

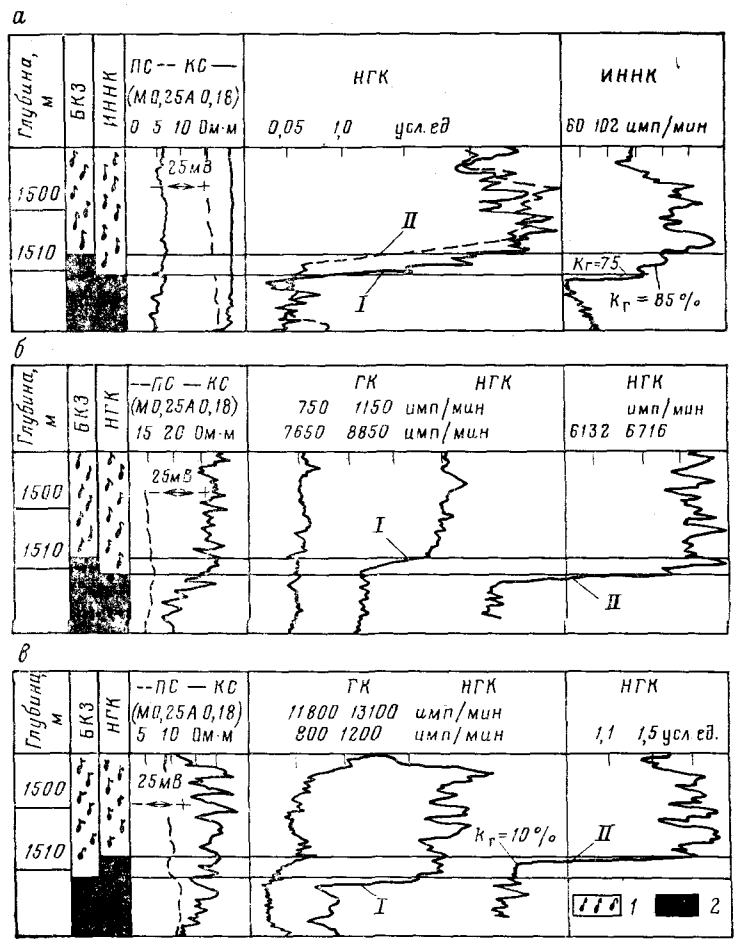


Рис. XXI.35. Изменение ГНК со временем на Анастасиевско-Троицком месторождении.

а — скв. 98; *б* — скв. 188, *в* — скв. 382. Замеры: *I* — первый, *II* — повторный; пласты: *1* — газонасыщенный, *2* — нефтенасыщенный

Таблица XXI.23

Зонды, используемые для оценки $k_г$

Условия и задачи	Рекомендуемые зонды при заполнении скважины	
	раствором	газом
Диаметр колонны 120—150 мм Диаметр скважины 200—250 мм Значительные изменения $k_п$, $k_г$ и минерализации ($C_п$) пластовых вод при $P_{пл} \leqslant 20$ МПа Объемная влажность пластов $w \geqslant 0{,}2$; $C_п \geqslant 100$ г NaCl на 1 л Высокопористые пласты с $w \leqslant 0{,}05$	ТННК-50+НГК-70 НГК=70	НГК-70
	ТННК-50+НГК-70	
	ИНК	НГК-70
	2 зонда ТННК, различающиеся длиной на 20 см	НГК-70
Учет влияния эксцентричного расположения колонны в скважине	ИНК+НГК-70+2 зонда ТННК	

Примечание. При $w \leqslant 10$ % погрешность оценки $k_г$ при неучете эксцентриситета значительна

Оценка газонасыщенности нефтегазоносной части пласта позволяет по признаку $k_г > k_{г.крит}$ установить границу в пласте, выше которой из пласта может быть получен газ без нефти. Количественная оценка газонасыщенности нефтеносного пласта возможна в благоприятных условиях по данным методов НГК, ТННК, ИНК [100].

На месторождениях, разрабатываемых в режиме растворенного газа, в нефти содержится свободный газ. Это позволяет контролировать продвижение контурных и закачиваемых вод методами ННК. Критерием обводнения является снижение $k_г$, что отмечается уменьшением показаний повторного ННК.

Прорыв газа из газовой шапки или закачиваемого в нефтяной пласт, а также разгазирование нефти вследствие падения пластового давления выявляют методами НК путем сравнения диаграмм, записанных в работающей скважине и после бурения скважины. Так же выявляются перетоки газа по заколонному пространству в вышележащие водоносные пласты.

Определение $k_г$ осуществляется после полного расформирования зоны проникновения (устанавливается по результатам повторного НК обсаженных скважин) и при контроле процессов вытеснения при эксплуатации газовых и нефтегазовых залежей. Возможно для пластов с гранулярным типом пористости и $k_п \geqslant 15 \pm 3$ % (пористость должна быть известна с указанной точностью). Рекомендуемые размеры зондов в зависимости от условий проведения измерений даны в табл. XXI.23.

Оценку $k_г$ пласта производят в следующем порядке.

1. Регистрируют кривые НГК и ТННК с погрешностью не более 3 %. Если НК проводят при контроле процессов вытеснения, то показания НК по уравнению (XXI.4, § 95) приводят к начальным условиям, соответствующим газонасыщению пласта после расформирования ЗП при бурении скважины.

2. Определяют средние показания НК $I_{в.ср}$ против водонасыщенных пластов, пористость и литология которых сходна с исследуемым пластом. Расчет величины $I_{в.ср}$ по значениям $I_в$ для отдельных пластов производят по уравнению, аналогичному (XXI.2). Погрешность $I_{в.ср}$ по формуле, аналогичной (XXI.3), не должна превышать погрешности определения показаний НК против исследуемого пласта.

3. Рассчитывают предполагаемое показание НК $I_{г.ср}$ исследуемого пласта при $k_г = 95$ %. Для всех, сходных с исследуемым, пластов с известными (например, по данным электрического каротажа) значениями $k_г$ по уравнению (XXI.39А) определяют приведенные показания НК $П_г$. Снимают показания НК для каждого из этих пластов и исправляют за эксцентриситет обсадной колонны $I_и$ [100]. Определяют величину

$$I_г = \frac{I_и - I_{в.ср}}{П_г} I_{в.ср}.$$

Рассчитывают среднеарифметическое значение $I_{г.ср}$ по всем пластам с известными $k_г$.

4. Исправляют показания НК против исследуемого пласта $I_{к.ср}$ за эксцентриситет обсадной колонны $I_и$.

5. Определяют приведенные показания НК $П_{гп}$ против исследуемого пласта:

$$П_{гп} = \frac{I_и - I_{в.ср}}{I_{г.ср} - I_{в.ср}}.$$

6. Определяют $k_г$ пласта из уравнения

$$П_{гп} = -0{,}77 \lg (1 - k_г). \qquad \text{(XXI.39А)}$$

Погрешность оценки $k_г$ по этому уравнению $\leqslant 10$ % при $k_г \geqslant 40$ %. При $k_г < 40$ % для его оценки целесообразно использовать спектрометрический вариант НГК, обеспечивающий при этом снижение погрешности до 5 % [14, 100].

Контроль процессов вытеснения при эксплуатации газовых месторождений. Используют методы НГК-70+ГК и ТННК-50. При пластовых давлениях >30 МПа, а также в условиях высокоминерализованных пластовых вод в комплекс методов включают ИНК.

Продуктивные пласты во всех скважинах, вскрывших исследуемые отложения, группируют по ФЕС (см. § 99).

Определяют допустимую погрешность δ регистрации кривых НК для пластов каждой из групп (подгрупп) ФЕС:

$$\delta = \frac{\alpha - 1}{2\sqrt{\alpha^2 + 1}},$$

где $\alpha = I_{нач}/I_{крит}$, $I_{нач}$, $I_{крит}$ — показания НК (или значения λ) при $k_{в.нач}$ и $k_{в.крит}$.

Для определения $I_{нач}$ и $I_{крит}$ проводят каротаж скважин после расформирования ЗП в интервале залегания продуктивных ($k_{в.нач}$) и водонасыщенных пластов. По уравнению (XX.39А) или (XXI.39) находят $I_к$ для пластов каждой группы, исходя из условия

$$I - k_{в.крит} \approx 0{,}8\,(I - k_{в.нач}).$$

Минимальную расчетную величину δ принимают за критерий точности кривых НК. Если эта точность не может быть всюду обеспечена, то определяют группы пластов и скважинные условия, в которых контроль возможен, а в остальных осуществляют контроль лишь методами, исследующими состав флюида, поступающего в скважину [97]. Работы проводят в следующей последовательности.

1. До начала продвижения контурных вод (при $k_{в.нач}$) во всех доступных для исследования скважинах месторождения проводят повторный каротаж с вышеуказанной точностью.

Первый каротаж выполняют сразу после обсадки скважины и повторяют через увеличивающиеся интервалы времени (от недели до нескольких месяцев) вплоть до достижения $k_{в.крит}$ и $k_{в.нач}$ в пластах с наиболее низкими ФЕС. Через месяц после этого каротаж повторяют для проверки завершения расформирования ЗП. По данным последних замеров определяют средние показания для всех пластов, соответствующие $k_{в.нач}$, погрешность которых не должна превышать ± 3 %.

2. По результатам НК и ЭК всех скважин определяют средние значения $k_{в.нач.ср}$ и $k_{в.крит.ср}$ для каждой группы, а также соответствующие им величины средних квадратических отклонений. Эти значения в дальнейшем используют для определения этапа обводнения пластов, вскрытых исследуемыми скважинами.

3. Скважины, пробуренные в зонах возможного обводнения продуктивных пластов, исследуют в соответствии с п. 1, а затем оценивают величины $k_в$ пластов. Если они отличаются не более чем на величину двойного отклонения от $k_{в.нач.ср}$, определенного по п. 2 для пластов данной группы, то пласты считают не затронутыми обводнением. В противном случае, исходя из соотношения водонасыщенностей, определяют стадию обводнения.

4. Каротаж скважин периодически повторяют для контроля за изменениями $k_в$ пластов. Перед каротажем отбор газа из скважины прекращают на время, необходимое для выравнивания $k_в$ прискважинной зоны и пласта. Это время устанавливают экспериментально. Минимальный интервал времени между повторными замерами составляет 4—6 месяцев — вдвое меньше длительности стадии капиллярного вытеснения в пластах с наилучшими ФЕС. При определении периодичности каротажа каждой из скважин учитывают, что наиболее активное продвижение контурных вод следует ожидать в зонах с негерметичными тектоническими нарушениями, в зонах, где продуктивные пласты подстилаются высокопроницаемыми водоносными отложениями, в слоистонеоднородных резервуарах — по пластам с наиболее высокими ФЕС. При этом прорывы вод наиболее вероятны в зонах, где пласты с высокими ФЕС изолированы от вмещающих пластов неколлекторами. При обнаружении прорыва вод выполняют каротаж всех близлежащих скважин для оконтуривания зоны капиллярной пропитки пластов водой.

5. Путем сопоставления результатов каротажа, выполненного по пп. 1 и 4, в каждой скважине выделяют пласты, которые начали обводняться, и определяют положения ГНК, ГВК и зоны капиллярной пропитки во всех вскрытых пачках пластов. Далее, в каждой скважине, раздельно для каждой из зон, отличающихся подвижностью флюидов, определяют величину извлеченных линейных запасов газа

$$\Delta L = \sum_i^n h_i k_{п\,i}\, \Delta k_{г\,i},$$

где h_i — мощность и номер пласта с $\Delta k_г > 0$; $\Delta k_г = k_в - k_{в.нач}$; n — число обводненных пластов. Для полностью обводненных пластов в качестве $k_в$ принимается среднее значение $k_{во}$ для пластов данной группы.

По этим данным строят карты обводнения горизонтов и слагающих их пачек — карты равных линейных запасов извлеченного газа и с привлечением результатов наблюдений за пластовым давлением и сведений о начальных запасах газа, рассчитывают текущий коэффициент извлечения газа ξ для каждой зоны с различной подвижностью флюидов:

$$\xi = \frac{\Delta V}{\Delta V_{\text{нач}}}, \qquad \text{(XXI.40)}$$

где $\Delta V_{\text{нач}}$, ΔV — приведенные к нормальным термодинамическим условиям объемы газа в пределах исследуемой части залежи, соответственно начальный и извлеченный, рассчитанные объемным методом.

В заключение оценивают надежность системы геофизического контроля путем сопоставления оценок объема воды, внедрившейся в залежь, по результатам гидродинамических исследований и по данным каротажа. Система контроля надежна, если их различие не более 15 %.

Контроль процессов вытеснения при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ). Во всех скважинах ПХГ до начала первой закачки газа выполняют каротаж методами НГК-70, ГК и ТННК-50 для получения исходных данных при 100 %-ной водонасыщенности пластов. Затем выполняют следующее.

1. Проводят группирование по ФЕС пластов, слагающих отложения, используемые для подземного хранения газа, в соответствии с указаниями § 99. Для каждой группы пластов устанавливают $k_{\text{в.крит.ср}}$ и $k_{\text{во.ср}}$.

2. Выделяют несколько скважин, в которых коллектор перекрыт неперфорированной обсадной колонной, расположенных в сводовой части структуры и в ее погруженных частях, с охватом зон, где ФЕС коллектора наивысшие, и зон, где ФЕС наиболее различаются. В этих скважинах ежемесячно проводят каротаж указанными выше методами с целью контроля положений ГВК, контура газоносности и распределения газа по мощности.

3. Во всех скважинах, расположенных в пределах максимального контура газоносности, не реже чем 2 раза в год, проводят каротаж указанными методами — по окончании закачки газа и по окончании его отбора. В первом случае каротаж вначале проводят в сводовых скважинах, а затем — в периферийных, во втором случае последовательность измерений обратная. Для того чтобы водонасыщенность прискважинной зоны соответствовала водонасыщенности пласта, за 3—5 сут до каротажа в этих скважинах прекращают отбор (закачку) газа (это время уточняют экспериментально).

4. По данным повторного каротажа, проведенного в соответствии с п. 3, в каждой скважине выделяют интервалы коллектора и вышележащих отложений, в которых происходит изменение водонасыщенности пластов, и оценивают ее величину. Оценку остаточной водонасыщенности пластов производят только в скважинах, выделенных по п. 2.

В случае обнаружения газа в пластах, залегающих выше кровли коллектора, проводят термокаротаж скважин, расположенных в пределах контура газоносности, для выявления перетоков в затрубном пространстве, поскольку негерметичность покрышки устанавливается по данным каротажа только при герметичности затрубного пространства. В противном случае необходимо проведение геолого-промысловых наблюдений. В каждой скважине, исходя из величин $k_{\text{в}}$ пластов, определяют положения ГВК и контура газоносности для всего коллектора и отдельных пачек пластов, разделенных пластами с низкими ФЕС.

5. После закачки газа оценивают средневзвешенные по площади и мощности значения $k_{\text{в}}$ пластов каждой группы раздельно для пластов с $k_{\text{в}} \leqslant k_{\text{в.крит}}$, с $k_{\text{в.ост}} > k_{\text{в}} > k_{\text{в.крит}}$ и с $k_{\text{в}} = k_{\text{во}}$. Эти данные позволяют характеризовать коэффициент вытеснения воды газом из резервуара ПХГ.

6. По данным пп. 1 и 5 определяют суммарный объем газа в ПХГ в период его закачки, объемы газа в отдельных пачках пластов, а также оценивают предельный объем резервуара, из которого вода может быть вытеснена газом, исходя из значений $k_{\text{в.пред}}$ для каждой из групп пластов. В процессе отбора газа прогнозируют интервалы первоочередного обводнения по увеличению $k_{\text{в}} < k_{\text{в.крит}}$ за время между замерами. По окончании отбора газа по уравнению (XXI.40) рассчитывают коэффициент извлечения газа из резервуара ПХГ в целом и из составляющих его пачек пластов. В заключение оценивают надежность системы геофизического каротажа по отношению объемов газа, определенного по данным каротажа и фактически находящегося в ПХГ. Контроль надежен при величине отношения не менее 0,85.

§ 101. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Определение интервалов затрубной циркуляции

При нарушении герметичности цементного кольца или колонны открывается доступ воды в ствол скважины из водоносного или обводненного пласта, находящегося выше или ниже интервала перфорации.

Материалами для установления затрубной циркуляции служат:

анализ химического состава воды; промысловые данные о динамике обводнения во времени и при изменении режима работы скважин; результаты цементометрии, выполненной перед вводом скважины в эксплуатацию; результаты анализа дебитограмм и термограмм, зарегистрированных до обводнения и после него; результаты измерений методом кислородного каротажа (БАНГК), результаты закачки в скважину меченого вещества.

Признаками поступления воды в скважину в результате затрубной циркуляции или негерметичности колонны являются быстрый рост обводненности добываемой нефти, изменение степени обводненности при разных депрессиях на пласт, солевой состав воды в нефти, отличный от солевого состава закачиваемой воды, отсутствие интервала обводнения в перфорированной части пласта по данным ИННК, осолонение цементного камня по данным ТННК в перемычках, прилежащих к пласту.

Основным методом выявления затрубной циркуляции является термометрия. Результаты термометрии наиболее надежны, если в скважине имеется зумпф глубиной порядка 10 м. В этом случае признаком циркуляции из нижележащего пласта будет изменение температурного градиента по сравнению с нормальным для данного месторождения. Изменение градиента может быть связано и с нарушением герметичности колонны в зумпфе скважины, что устанавливается по данным расходомера.

На поступление воды из вышележащего пласта указывают отрицательная аномалия на термограмме в кровле перфорированного пласта в работающей скважине и против пласта-источника обводнения — положительная аномалия на термограмме, записанной в остановленной скважине.

Термометрия, выполненная в кратковременно остановленной скважине, практически однозначно выявляет перетоки воды в пласты, не вскрытые перфорацией. Признаком перетока служит отрицательная аномалия против поглощающего пласта на термограмме.

В действующей скважине термометрия позволяет установить затрубную циркуляцию в пласты, расположенные ниже интервала перфорации. Характерными признаками такого перетока будут нечетко выраженная нижняя граница интервала приемистости, а также расположение подошвы поглощающего интервала ниже интервала перфорации.

При отсутствии зумпфа обводнение снизу не может быть надежно установлено по данным термометрии. В этом случае признаками затрубной циркуляции служат следующие данные: наличие большого дебита воды из нижних отверстий перфорации, особенно, если они вскрывают не коллектор; отсутствие интервала обводнения в перфорированной части пласта по данным ИННК; осолонение цементного камня ниже интервала перфорации по данным ТННК.

При небольшой величине зумпфа (1 м и более) и достаточно интенсивных перетоках воды в нижние неперфорированные пласты эти перетоки могут быть установлены по данным кислородного каротажа.

Метод меченого вещества также позволяет получить информацию о путях перетока и применяется, как правило, в комплексе с термометрией. Этот метод является основным для выявления перетоков воды после ремонта нагнетательных скважин, когда использование термометрии малоэффективно из-за наличия температурных аномалий, вызванных ремонтом.

В эксплуатационных скважинах, где нежелательны длительные остановки, глушение, а также извлечение лифтовых труб, метод закачки меченого вещества применяется лишь в крайнем случае при неоднозначности результатов измерений другими методами.

Признаками наличия затрубной циркуляции в нагнетательных скважинах являются быстрый рост приемистости скважины без увеличения давления в пласте; наличие дефектов в цементном камне и обсадной колонне, в перемычках между перфорированными и неперфорированными пластами, образование принимающих участков вне интервала перфорации.

Определение мест прихвата труб

Места прихвата бурильных и насосно-компрессорных труб определяют прихватоопределителем, представляющим собой локатор муфт, выполненный без постоянных магнитов. Работы по обнаружению мест прихвата труб выполняются в следующей последовательности. При контрольном замере локатором фиксируют положения муфт. Затем в предполагаемом интервале прихвата наносят магнитные метки на трубы и производят второй замер. После этого к колонне труб прилагают механическое усилие (натяжение, закручивание). Ниже прихваченного участка трубы нагрузка распространяться не будет. На участке действия механической нагрузки магнитные метки исчезают или их магнит-

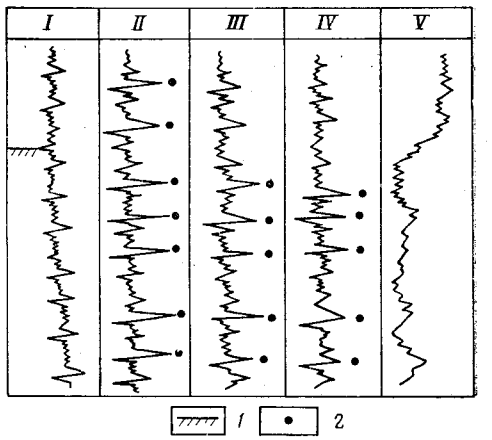


Рис. XXI.36. Определение места прихвата бурильных труб.

Замеры локатором: *I* — контрольный, *II* — после нанесения магнитных меток, *III* и *IV* — после приложения к трубам механической нагрузки, *V* — замер акустическим цементомером. *1* — место прихвата труб; *2* — магнитные метки

ное поле сильно ослабевает, что устанавливает третий замер локатором (рис. XXI.36).

Прихватоопределителем определяется верхняя граница интервала прихвата бурового инструмента. Для определения нижней границы и всей протяженности прихваченной части инструмента используется замер акустическим цементомером: в интервале прихвата интенсивность волны по колонне значительно меньше, чем выше и ниже интервал прихвата.

Определение свойств и состояния скважинной жидкости

Поток флюида в стволе скважины, как правило, представляет собой неоднородную смесь, компоненты которой отличаются друг от друга по физическим и структурным свойствам (плотность, диэлектрическая проницаемость, удельное электрическое сопротивление и т. д.). Методы, изучающие состав флюида в стволе скважины, входят в основной комплекс исследований действующих эксплуатационных скважин.

Для изучения состава флюида применяют пакерные и беспакерные влагомеры и плотномеры (§ 74) и резистивиметры.

Скважинные пакерный (см. рис. XV.8, *а*) и беспакерный (см. рис. XV.8, *б*) плотномеры предназначены для определения плотности жидкости в стволе скважины по степени ослабления интенсивности проходящего через жидкость излучения от изотопного гамма-источника, которое обратно пропорционально плотности жидкости.

Измерения плотномерами применяют в комплексе с другими методами для выявления притоков в скважину нефти, воды и газа, для исследования чистоты призабойной части скважины, для определения статических и динамических уровней и границ раздела жидкостей в стволе скважины.

В случаях, когда работающие интервалы перекрыты застойной водой и эффективность использования беспакерных датчиков состава низка, применяют пакерные плотномеры (см. табл. XV.8).

Контроль гидравлического разрыва пласта

Для контроля процесса гидравлического разрыва пластов (ГРП) применяются три вида методов.

Метод радиоактивных изотопов. До начала работ в интервале скважины, намеченном для ГРП, записывается кривая ГК. В процессе гидроразрыва в образующиеся трещины вводится радиоактивный изотоп ^{56}Fe (иногда используют изотопы ^{65}Zn, ^{95}Zn) путем добавления к песку, закачиваемому в трещины для предотвращения их смыкания, 0,02 % заранее активированного песка, активностью (7,4 ÷ ÷ 18,5)·10^{10} Бк.

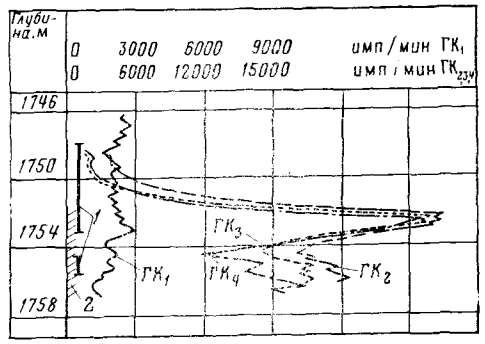


Рис. XXI.37. Диаграммы ГК, записанные при контроле гидроразрыва.

$ГК_1$ — контрольный замер; $ГК_2$, $ГК_3$, $ГК_4$ — замеры в процессе разрыва, *1* — интервал перфорации; *2* — интервалы развития трещин

После гидравлического разрыва в скважине вновь проводят ГК и, сопоставляя результаты измерений до и после гидроразрыва, по повышенным показаниям устанавливают интервалы образования трещин (рис. XXI.37).

Целесообразно проводить повторный ГК в процессе ГРП, что позволяет прослеживать перемещение меченого песка по трещине. Снижение аномалий на кривой ГК в процессе ГРП свидетельствует об образовании трещин большой радиальной протяженности. Аномалии против трещин небольшой глубины, а также против загрязненных активированным песком интервалов скважины остаются неизменными или незначительно снижаются.

При давлении ГРП до 15 МПа запись кривых ГК при его контроле производят малогабаритной аппаратурой РК при подъеме кабеля, спущенного в скважину через лубрикатор.

При давлениях более 15 МПа измерения производят при неподвижном кабеле прибором, в герметичном кожухе которого размещен зонд ГК, перемещаемый миниатюрной лебедкой с электроприводом. Управление движением зонда осуществляется с наземного пульта управления. Длина герметичного кожуха берется в соответствии с мощностью интервала гидроразрыва.

Гидродинамические методы. К гидродинамическим методам контроля ГРП относятся расходометрия и методы закачки жидкостей с различной фильтрационной способностью или температурой.

При расходометрии в скважине против интервала ГРП до и после него снимают профиль отдачи или приемистости. Места образования трещин и их относительную эффективность устанавливают по возрастанию против них проницаемости. Предварительно проверяется, что в скважине отсутствует затрубное движение.

При контроле ГРП с помощью закачки жидкостей с различной фильтрационной способностью после окончания гидроразрыва ствол скважины выше забоя, включая интервал ГРП, заполняют вязкой жидкостью (например: сульфат-спиртовой бардой, загущенной NaCl). Затем в скважину закачивают воду и с помощью резистивиметра, устанавливают границу раздела двух жидкостей, предположительно соответствующую местоположению трещины. Этот метод малоэффективен и редко применяется на практике.

При использовании термометрии до ГРП в скважине проводят измерения термометром. В процессе гидроразрыва в скважину нагнетают воду с температурой, отличной от пластовой, в результате чего на повторной термограмме, снятой после ГРП, отмечаются интервалы поступления воды в образовавшиеся трещины. Для проведения таких работ необходимо пользоваться высокочувствительными термометрами с чувствительностью — 0,01 °С, поскольку получаемый эффект относительно невелик.

Глава XXII

ЗАДАЧИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ГИДРОГЕОЛОГИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ

§ 102. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА РУД ЧЕРНЫХ И ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ

С помощью каротажа на рудных месторождениях решаются следующие задачи.

1. Литолого-стратиграфическое расчленение разрезов.

Применяют методы КС, ПС, ГК. Дополнительную информацию дают КМВ и НК. Методика каротажа — стандартная. Разнообразие и специфичность типов разрезов на рудных месторождениях требуют предварительного установления коррелируемости литологических разностей и показаний каротажа для условий конкретного месторождения. Во многих случаях расчленение проводится лишь по керну из скважин.

2. Выделение полезных ископаемых и оценка их содержания.

В основном используются методы РК и КМВ (табл. XXII.1). Точность и достоверность опробования скважин по каротажу, как правило, не уступает точности и достоверности опробования их по керну.

3. Контроль технического состояния скважин.

Определяют диаметр и искривление скважин, проводят гидрогеологические исследования, в ряде районов измеряют температуру в скважинах. Методика измерений — стандартная для этих методов каротажа. Применяемая аппаратура отличается лишь размерами, соответствующими диаметрам рудных скважин.

§ 103. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ПЛАСТОВ УГЛЯ

Классы угольных месторождений

Угольные месторождения подразделяются на четыре класса с марками углей, указанными в табл. XXII.2.

Состав и физические свойства углей

Уголь состоит из органической массы, минеральных примесей и влаги. Содержание влаги изменяется для бурых углей от 5 до 20 %, для каменных от 1 до 5 % и для антрацитов от 1 до 2 %. Влажность угля увеличивается с увеличением содержания минеральных примесей.

Основную часть минеральных примесей составляют глинистые минералы (преимущественно каолинит), сульфиды железа (преимущественно пирит), кварц, карбонаты кальция и железа. Остальные минералы имеют подчиненное значение и практически не оказывают влияния на физические свойства углей. Состав минеральных примесей для данного угольного пласта обычно мало изменяется.

В блестящих или полублестящих литотипах углей количество минеральных примесей обычно составляет не более 3—5 %, а в матовых может достигать 20—30 %.

По мощности различают угольные пласты: тонкие, мощность до 1,3 м, средней мощности от 1,3 до 3,5 м и мощные—более 3,5 м.

Важным показателем качества углей является их зольность, выражаемая в процентах (от массы) и представляющая собой негорючий остаток от сжигания угля при определенных условиях сухого угля (A^c). Зольность меньше содержания минеральных примесей из-за их разложения в процессе сгорания и образования летучих, причем с увеличением содержания минеральных примесей различие увеличивается и достигает для углистых пород 8—10 %.

Средняя зольность угольного пласта зависит от соотношения мощностей породных и углистых прослоев и зольности последних. Зольность угольных пластов составляет от нескольких процентов до 50 %, углистых пород от 50 до 80 %, неуглистых пород — свыше 80 %. При A_c>50 % состав минеральных примесей и грануломет-

Продолжение табл. XXI.12

Метод	Основа метода	Область применения	Мешающий фактор
	зависит от $k_п$ (см. уравнение (XXI.19)	алевролиты с каолинитовым цементом. Известняки недоломитизированные (<10 % доломитов) и незагипсованные. Выделение газонасыщенных пластов по табл. XXI.6 (d_c=200÷ 300 мм)	отложения. Песчано-глинистый разрез, содержащий монтмориллонитовую глину >5 %. Полимиктовые отложения, карбонатный разрез доломитизированный, глинистый или сульфатизированный (содержание гипса >4 %)
АК	Скорость распространения упругих волн в пористой среде $v_п$ зависит от упругих свойств минерального скелета и флюида, насыщающего пористую среду. Выявлены корреляционные связи между $v_п$ и $k_п$	Мономинеральный состав скелета, гранулярный тип пористости, водонасыщенные отложения с $k_п \leqslant 15$ %. Гарантированные оценки $k_п$ в кавернозных пластах. Максимальные оценки $k_п$ в продуктивных отложениях; выделение газо- и нефтенасыщенных пластов согласно § 95 (см. табл. XXI.6)	Полиминеральный состав, глинистые породы, газонасыщенные отложения, слабосцементированные пласты ($k_п \geqslant 30$ %). Трещиноватость стенок скважины, вызванная бурением
ВДК	Показания метода связаны с ε пласта в зоне исследования ВДК. Высокие ε пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости обусловливают корреляционную зависимость между диэлектрической проницаемостью ε и объемной влажностью $w_в$, которая соответствует $k_п$ водонасыщенных пластов	Водоносный карбонатный и терригенный разрезы с $k_п \leqslant 10$ %. Выделение неглинистых нефтегазонасыщенных пластов согласно § 95 (см. табл. XXI.6), особенно эффективно при бурении скважин на безводных ПЖ	Глинистые отложения породы с высокой объемной влажностью (>10 %); нефтегазонасыщенные породы. Возможности метода мало исследованы

Таблица XXI.13

Виды НК, ограниченно используемые для оценки $k_п$

Вид НК	Предпосылки оценки $k_п$	Основные методики	Область применения
МНК	Величина отношения показаний НК зондами различного размера корреляционно связана с $w_н$	Регистрируют показания НК двумя или более зондами одного типа. Устанавливают отношение показаний зондов или угол наклона графика зависимости $\lg I = f(L)$. По градуировочным кривым, построенным для определенных условий измерения и типа аппаратуры, оценивают $w_н$	Терригенные и карбонатные отложения, когда минерализация жидкости, насыщающей пласт, и скважинные условия известны приближенно
ИННК или ИНГК двумя зондами	Отношение показаний на двух зондах при одинаковом времени задержки зависит от длины замедления нейтронов и коэффициента диффузии	Одновременно регистрируют показания, полученные двумя зондами (обычно L равно 20 и 80 см), или их отношение. По градуировочным кривым, построенным для определенных условий измерений и типа аппаратуры, оценивают $w_н$ [23]	Скважинные условия известны приближенно; при контроле процессов вытеснения в эксплуатационных скважинах, особенно в условиях, когда в прискважинной зоне неравновесная нефте- или газонасыщенность (см. § 100)
НГК+ТННК	При изменении w_{Cl} показания методов изменяются противоположно. При известном w_{Cl} отношение показаний коррелируется с открытой пористостью пластов при $k_в$= =100 %	Одновременно записывают обе кривые. Устанавливают отношение показаний $I_{НГК}/I_{ТННК}$ или $\Delta I_{НГК} - \Delta I_{ТННК}$, где $\Delta I_{НГК} = \frac{I_{НГКi} - I_{НГК1}}{I_{НГК2} - I_{НГК1}}$; $I_{НГКi}$; $I_{НГК1}$; $I_{НГК2}$ — показания НГК против исследуемого и двух опорных пластов с существенно различным водородосодержанием, насыщенных флюидом с тем же процентным содержанием Cl, что и изучаемый пласт; $\Delta I_{ТННК}$ и т. д. — то же для ТННК. По величине указанного отношения оценивается $k_п$ по градуировочным зависимостям	Высокопористые отложения ($k_п$> >20 %) в необсаженных скважинах
НГК+СНГК в интервале энергий 7—8 МэВ	Спектральным каналом регистрируются гамма-излучения РЗ радиоционного захвата хлора	Обе кривые регистрируют одновременно. В показания НК вносятся поправки за условия измерений. Через отношение показаний против пластов с известной минерализацией по градуировочным кривым устанавливается $k_п$	Высокопористые отложения при концентрации NaCl от 10 г/л и более

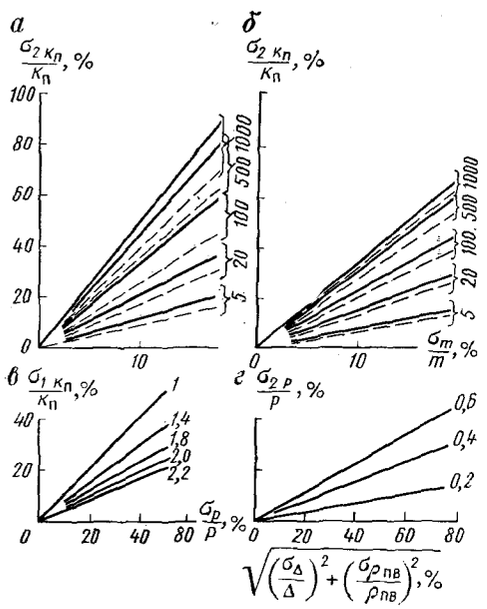


Рис. XXI.11. Погрешности оценок $k_п$.

а, б — зависимости $\sigma_{2,\,k_п}/k_п$ от σ_m/m при различных значениях относительного сопротивления P и коэффициента m; шифр кривых P; сплошные линии для $m=1{,}4$ (*а*) и $m=2$ (*б*), пунктирные для $m=1{,}8$ (*а*) и $m=2{,}2$ (*б*); *в* — зависимость $\sigma_{1,\,k_п}/k_п$ от σ_P/P при различных значениях m; шифр кривых — m; *г* — зависимость $\sigma_{2,\,P}/P$ от $\sqrt{\left(\frac{\sigma_\Delta}{\Delta}\right)^2+\left(\frac{\sigma_{\rho_{пв}}}{\rho_{пв}}\right)^2}$; *шифр кривых* — значения параметра

$$a=\left|\frac{\Delta\rho_ф/\rho_{пв}}{[\Delta(\rho_ф/\rho_{пв}-1)+1]}\right|$$

Величина Δ изменяется от 0,02 до 0,2, она возрастает с увеличением глинистости и уменьшением проницаемости пластов; Δ зависит от условий вскрытия пласта и удаленности от ствола скважины исследуемой его части. Обычно Δ принимают равной 0,05 или 0,075. Более точные оценки делают для пород одного типа. На рис. XXI 1, г приведены Δ для различных типов полимиктовых пород Западной Сибири. Ввиду неточного знания величины Δ, удовлетворительная точность определения $k_п$ обеспечивается, если $\rho_ф/\rho_{пв}<10$. При вычислении $k_п$ по соотношениям (XXI.14) и (XXI.15) при $\rho_ф>\rho_{пв}$ Δ принимают минимальными для выделения нефтегазонасыщенных пластов, а при оценках гарантированного порового объема пород — максимальными.

Величина $П_1$ в пластах, содержащих глинистый материал, отлична от 1, если

$$\frac{\rho_ф\rho_{пв}}{\Delta(\rho_ф-\rho_{пв})+\rho_{пв}}\neq\rho_в,$$

при котором получены оценки коэффициента m [23, 39]. Значение $П_1$ устанавливают по зависимости коэффициента поверхностной проводимости от емкости обмена $q_п$ глинистого материала пласта, $\alpha_{ПС}$ и УЭС, насыщающей пласт жидкости $\rho_ж$ (рис. XXI. 10)

$$П_1=П/П_0,$$

где $П$ и $П_0$ — значения коэффициента поверхностной проводимости соответственно при $\rho_ж=\frac{\rho_ф\rho_{пв}}{\Delta(\rho_ф-\rho_{пв})+\rho_{пв}}$ и $\rho_ж=\rho_в$ с известным $\alpha_{ПС}$ исследуемого пласта. Если неизвестна $q_п$ (см. рис. XXI.10), то используют $П_1$, определенное для условия $q_п\approx\approx1{,}5$ моль/см^3.

Значение $P_{н.зп}$ рассчитывают по соотношению

$$P_{н.\,зп}=1/k^n_{в.\,зп}.$$

Здесь n определяют экспериментально по схеме, аналогичной используемой при определении m. Если n неизвестно, то считают, что $n=2$. Это справедливо для гидрофильных пород. В гидрофобных породах, особенно карбонатных, $n=3$ и более. Водонасыщенность зоны проникновения $k_{в.зп}$ изменяется от $\sim$0,4 до 0,8, а в среднем $\sim$0,5. Для гарантированных оценок $k_п$ используют $k_{в.зп}=0{,}7$ и $n=1{,}7$.

Параметр P промытой зоны используют для оценки $k_п$ водо- и нефтегазонасыщенных пластов, а также пластов, исследуемых на нефтегазонасыщение. Способ применим, если проницаемость пластов не ниже 10^{-13} м^2 и наличие ЗП установлено путем сопоставления УЭС по данным микрометодов и методов с большим радиусом исследования. Параметр P оценивают по ранее приведенным соотношениям с заменой индекса ЗП на ПЗ.

Величину $\rho_{пз}$ определяют по данным БМК. Применение данных микрозондов для оценки $\rho_{пз}$ не рекомендуется. Величина Δ для промытой зоны близка к его значению для ЗП (но не равна 0, как иногда ошибочно указывается). Водонасыщенность промытой зоны $k_{в.пз}$ продуктивных пластов с предельным насыщением обычно 0,6—0,7, а аналогичных пластов с $k_в=k_{в.крит}$ достигает 0,8. В пластах, в которых ЗП фиксируется лишь по данным микрометодов, $k_{в.пз}\approx k_{в.зп}$.

Оценки $k_п$ по величине P наиболее применимы для выделения нефтегазонасыщенных пластов и определения порового объема водоносных пород. Для продуктивных пластов обеспечиваются лишь гарантированные (предельные) оценки $k_п$ (оптимально через $\rho_{пз}$), так как погрешности расчета $k_п$ весьма велики (рис. XXI.11). Они вычисляются по формуле

$$\frac{\sigma_{k_п}}{k_п}=\sqrt{\left(\frac{\sigma_{1k_п}}{k_п}\right)^2+\left(\frac{\sigma_{2k_п}}{k_п}\right)^2},$$

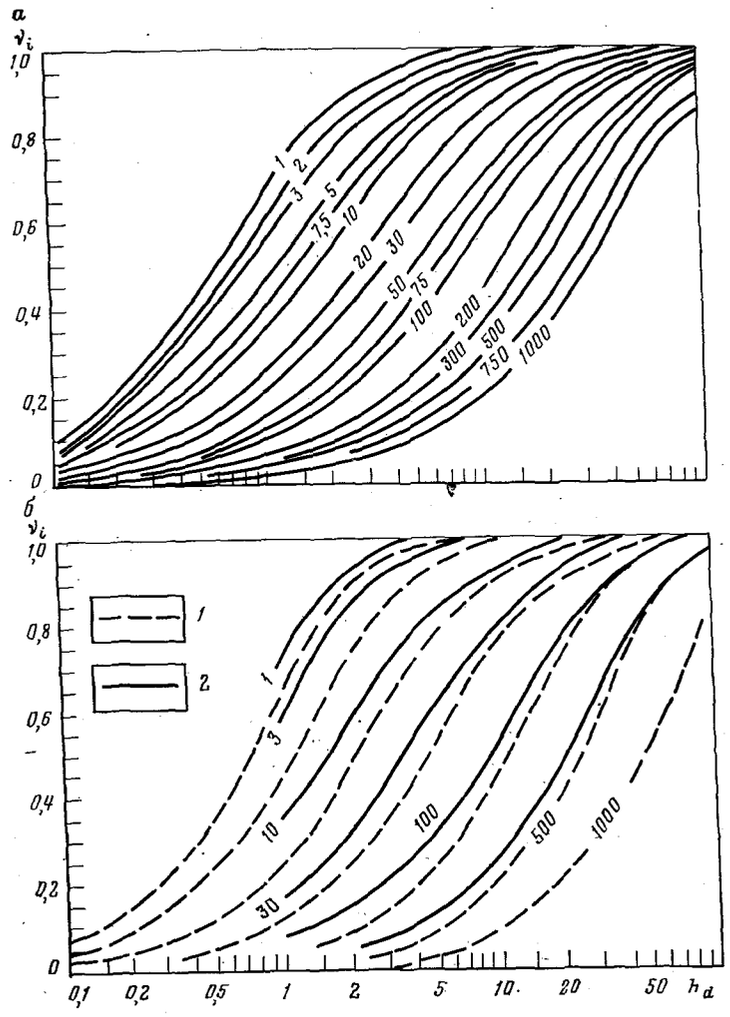


Рис. XXI.12. Зависимости ν_i от $h_d=h_i/d_c$.

а — $\rho_п=\rho_{вм}$; *б* — $\rho_п\neq\rho_{вм}$; *1* — $\rho_{вм}=3\ \rho_c$; *2* — $\rho_{вм}=30\ \rho_c$; шифр кривых $\rho_п/\rho_c$

где $\sigma_{k_п}/k_п$ — относительный стандарт случайной погрешности $k_п$; $(\sigma/_{1k_п}/k_п)^2$, $(\sigma_{2k_п}/k_п)^2$ — относительные дисперсии составляющих погрешности $k_п$, обусловленных погрешностями определения соответственно относительного сопротивления P (σ_P/P) и коэффициента $m(\sigma_m/m)$, определяемые по графикам на рис. XXI.11.

Величина σ_P/P в общем случае вычисляется по формуле

$$\frac{\sigma_P}{P}=\sqrt{\left(\frac{\sigma_{1P}}{P}\right)^2+\left(\frac{\sigma_{2P}}{P}\right)^2+\left(\frac{\sigma_{3P}}{P}\right)^2+\left(\frac{\sigma_{4P}}{P}\right)^2},$$

где $(\sigma_{1P}/P)^2$, $(\sigma_{2P}/P)^2$, $(\sigma_{3P}/P)^2$, $(\sigma_{4P}/P)^2$ — относительные дисперсии составляющих погрешности P, обусловленные погрешностями определения соответственно сопротивления $\rho_п$ или $\rho_{зп}$ и $(\rho_{пз})$, сопротивления пластовой воды $\rho_{пв}$ и коэффициентов смешения Δ, поверхностной проводимости $П_1$, увеличения сопротивления зоны проникновения $P_{н.зп}$ (или $P_{н.пз}$).

При вычислении $k_п$ по $\rho_п$ $(\sigma_{3P}/P)^2=0$ и $(\sigma_{4P}/P)^2=0$. Зависимость σ_{2P}/P от $[(\sigma_\Delta/\Delta)^2+(\sigma_{\rho_{пв}}/\rho_{пв})^2]$ приведена на рис. XXI.11, *г*. При оценке $\rho_{пв}$ по ПС при двух различных $\rho_ф$ величина $\sigma_{\rho_{пв}}/\rho_{пв}$ берется по графикам на рис. XXI.23.

Определение $k_п$ по кривой ПС основано на использовании статистической связи между амплитудой ПС и $k_п$ и выполняется в следующей последовательности.

1. По однородным пластам с известными по керну значениями $k_п$ строят корреляционную зависимость вида:

Таблица XXII.1

Выделение и оценка руд черных и цветных металлов

Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы и область ограничения	Особенности методики
		Железо Fe		
КМВ	Выделение магнетитовых руд, определение глубины их залегания и мощности содержания магнитного железа ($Fe_м$) с погрешностью 2—5 % для руд магнетитовых, титаномагнетитовых, гематито-магнетитовых, сидеритовых и 5—10 % для магнетито-гематито-сидеритовых руд	КМВ-2А, КМК-3, КМК-4, Карьер-1	Изменение диаметра скважины (кроме каротажа с помощью аппаратуры Карьер-1)	Комплексирование с кавернометрией
МК (по магнитному полю)	Обнаружение магнетитовых рудных тел вблизи скважин и в межскважинном пространстве, установление их положения, формы, элементов залегания	ТСМК-30 (40) КСМ-38	Измерения осуществимы лишь в скважинах с углом наклона 0—40° по z и 3—177° по осям x, y, z	Измерение полного вектора магнитного поля T и установление его положения в пространстве, выполнение интерпретации с учетом данных инклинометрии
ЭМК	Выделение сульфидно-магнетитовых руд и определение содержания $Fe_м$ с погрешностью ±2 %	ЭМК-1	Влияние электропроводности руд	Учет влияния электропроводности с помощью введения поправок в $\varepsilon_р$ по данным $\varepsilon_а$ (см. § 36)
ЭП	Выделение магнетитовых руд и определение их мощности. Совместно с МК и ПГГК определяют минеральный состав руд	См. § 38	Близкими показаниями могут отмечаться магнетитовые руды и сульфидное оруденение. Кавернозность и глинистая корка	См. § 38
СК	Выделение магнетитовых и иногда мартито-гематитовых руд, определение их мощности	См. § 38	Выделение пород с повышенной электропроводностью	При наличии глинистой корки применяется вместо ЭП
КС	Выделение магнетитовых и высокопористых руд	См. § 23	То же	Применение градиент-зонда длиной 2 м или малого потенциал зонда
ZГГК	Выделение руд любого типа и определение содержания общего железа в рудах мономинерального состава. Чувствительность 4—6 %. Точность 2 %	РУР-2, РСК-М с зондами инверсионными по плотности. Источник Se-75	Переменная пористость, присутствие Ca в сидеритовых рудах, кавернозность	Раздельное построение градуировочных зависимостей для руд карбонатного и силикатного состава, учет кавернозности по кавернометрии или профилеметрии
СГГК	То же	Гамма-спектрометры с зондами для СГГК. Источники Se-75 или Cs-137	То же	Исключение влияния пористости с помощью регистрации отношения интенсивности ГИ с энергиями 150—200 и 30—100 кэВ
ПГГК	Выделение богатых, преимущественно неокисленных руд магнетитового состава; приближенная оценка q_{Fe}. Определение плотности с точностью 0,05—0,08 г/см³	КУРА, ДРСТ-2, размеры зондов 20—25 см, геометрия 2л. Источник Cs-137	Отсутствие связи между δ руд и их $Z_{эф}$. Кавернозность, изменение диаметра скважин	Экранирование детектора ГИ фильтром из Pb и Cd для исключения влияния $Z_{эф}$. Комплексирование с НК для выделения окисленных руд
СНГК	Выделение руд при осложненных условиях (большая кавернозность, глинистая корка). Определение q_{Fe} в рудах любого состава, чувствительность 2—4 %. Погрешность 1,5—2 %	СГС-Л-2. Длина зонда 10—15 см. Источники Po-Be, Cf-252	То же	Регистрация захватного ГИ с $E \geqslant 6{,}4$ МэВ, при изменении w и $k_п$ измерение отношения ГИ с энергиями 6,4 МэВ и 4—5 МэВ для силикатных и 5—6 МэВ для карбонатных руд
		Марганец Mn		
КМВ, ЭМК	Выделение прослоев руд, разделение карбонатных и окисных	КМВ-1, КМВ-2А ЭМК-1	Наличие красно-бурых глин, близких по значениям $\varkappa$ к рудам	Комплексирование КМВ с ЭК или проведение измерений $\varepsilon_р$ и $\varepsilon_а$ аппаратурой типа ЭМК (см. § 36)
ТННК	Выделение руд при $q_{Mn} > 20$ %	ДРСТ, КУРА. Зонды: основной 15—20 см, дополнительный 30—40 см. Источники Po-Be, Cf-252	Переменные w и кавернозность	Различие руд, зон с повышенной w и каверн по показаниям основного и дополнительного зонда
АНГК	Выделение руд и определение q_{Mn} Чувствительность 0,1 %. Точность 15—20 % отн.	ДРСТ, КУРА. Длина зонда 6 м. Источник Po-Be Cf-252	Изменение d_c; градуировочная зависимость нелинейна при $q_{Mn} > 10$—15 % для всех руд и >40—50 % для браунитовых руд	Дискретные измерения; временной режим, облучение 3 мин, пауза — 18 мин, измерение — 3 мин, шаг измерений 1 м

Продолжение таблицы XXII.1

Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы и область ограничения	Особенности методики
СНГК	Выделение руд и определение q_{Mn}, возможна оценка степени ожелезненности	СГСЛ-2. Длина зонда 10—15 см. Источники Po-Be Cf-252	Влияние w и нелинейность градуировочной зависимости	В карбонатном разрезе при незначительном q_{Fe} регистрация ГИ с $E>6$ МэВ. Нормировка показаний СНГК по НК-Т для снижения влияния w. В глинистом разрезе, а также для учета q_{Fe} регистрация ГИ с энергией 5,5—6,5 МэВ (ГИ Mn) и >6,9 МэВ (ГИ Fe)
ZГГК	Выделение руд и определение q_{Mn} во всем диапазоне промышленных концентраций	То же, что и для Fe	*Необходимо учитывать содержания* Ca, Fe, Ba	*Исключение влияния пористости в результате применения инверсионных зондов комплексирование с СНГК для учета ожелезненности, регистация характеристического излучения с E-23 кэВ для учета Ba*
		Титан Ti		
СНГК	Выделение руд и определение q_{Ti}. Возможно раздельное определение Fe и Ti. Ожидаемая чувствительность для месторождений рутила — 0,5 %	СГСЛ-2. Стабильность по E: 5 % для выделения и 1 % для определения. Длина зонда 20—25 см. Источники Po-Be, Cf-252	Изменение плотности и пористости пласта, диаметра и заполнения скважины	Выделение руд по отношению захватного ГИ с энергиями 3,0—4,6 и 5,0—6,6 МэВ. В титано-железистых рудах для определения q_{Fe} регистрируют дополнительно ГИ с $E>6,6$ МэВ
		Хром Cr		
КМВ СНГК	Выделение оруденения, разделение руд на бедные и богатые Основной метод выделения руд в необсаженных и обсаженных скважинах. Чувствительность 2—3 %	КМВ-1, КМВ-А2 Гамма-спектрометры, ДРСТ в режиме порогового спектрометра при выделении богатых руд. *Длина зонда 20—25 см.* Источники Po-Be, Cf-252.	Изменение диаметра скважин Нелинейность показаний выше 10—15 %	Комплексирование с кавернометрией Выделение руд по ГИ с $E>7,5$ МэВ, а при отсутствии ожелезненных руд и в необсаженных скважинах >3—5 МэВ
ZГГК	Выделение руд при отсутствии ожелезненных пород. Определение q_{Cr} с точностью 1,5—2 % абс. Чувствительность 2—3 %. Определение SiO_2 по корреляции с Cr	То же, что и для Fe	Необходимо учитывать вариации Fe свыше 2—3 %	То же, что для Fe
ПГГК	Выделение неокисленных руд при средних и высоких содержаниях Cr. Приближенное определение q_{Cr} по корреляции с σ	То же, что для Fe		
НННК	Дифференциация руд по характеру оруденения. Разделение сплошных и густовкрапленных руд при комплексировании с СНГК и ZГГК	КУРА, ДРСТ. Длина зонда 30—40 см. Источники Po-Be Cf-252	Кавернозность и изменение диаметра скважины	Выделение сплошных руд положительными аномалиями, различие вкрапленных руд и вмещающих пород при комплексировании с ZГГК и СНГК
		Алюминий Al		
КМВ	Выделение рудных горизонтов, дифференциация бокситов на «каменистые», «рыхлые» и «глинистые»	КМВ-1, КМВ-2А с чувствительностью 10^{-5}	Изменение диаметра скважины	Комплексирование с кавернометрией
КМ (с измерением ΔT и ΔZ по стволу скважины)	Обнаружение рудных тел в околоскважинном пространстве в радиусе 25—30 м. Определение их местоположения и залегания	СМ-ΔТ-ΔZ (см. § 62)		*Совместная интерпретация данных* ΔT, ΔZ и КМВ
ГК	Выделение бокситов, обладающих повышенной радиоактивностью	Стандартная аппаратура ГК	Наличие в разрезе пород с близкой радиоактивностью	—
СГК	Поиски и выделение бокситов в большинстве типов разрезов	Гамма-спектрометры	Необходимость учитывать радиоактивность промывочной жидкости	Регистрация ГИ с энергиями 1,3—1,6 МэВ (область K), 1,65—2,1 МэВ (область U), 2,4—2,9 МэВ (область Th). Выделение бокситов по положительной аномалии отношения Th/K

Продолжение таблицы XXII.1

Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы и область ограничения	Особенности методики
АНГК	Выделение руд, определение q_{Al} с точностью 5—10% отн. Приближенные определения SiO_2 при совместном использовании АНГК и ZГГК. Определение потерь при прокаливании на гиббситовых месторождениях по корреляции с Al_2O_3	ДРСТ, СГСЛ-2, КУРА с активатором для источника нейтронов. Длина зонда 1—1,5 м в скважинах с водой и 1,5—2 м в сухих скважинах	Влияние активации Si в сухих скважинах, изменение диаметра скважин, изменение вещественного состава (наличие B)	Проведение каротажа с $v \geqslant 1{,}5$—2 $v_{опт}$ и дискретных при временном режиме: облучение — 2—5 мин, пауза — 0,5 мин, измерение 2—5 мин. Регистрация ГИ с $E > 0{,}2$—0,3 МэВ. Выделение гамма-спектрометрами бокситов по ГИ с $E = 0{,}8 \div 1{,}4$ МэВ
АНКГ (с генератором нейтронов, с E-14 МэВ)	Прямой способ выделения бокситов и оценки их качества по величине кремниевого модуля по данным измерений содержаний SiO_2 и Al_2O_3	Двухканальный гамма-спектрометр и генератор нейтронов. Длина зондов 1,5—2 м при постоянно работающем генераторе, 0,5—1,0 м при периодически выключаемом и 0,5 м при импульсном режиме измерений	Изменение нейтронных свойств пласта и диаметра скважины	Проведение дискретных измерений, время облучения 2—10 мин, спустя 0,5 и 10 мин регистрируют соответственно излучение ^{28}Al с $E = 1{,}6$—1,9 МэВ и ^{27}Mg с $E = 0{,}75$—1,1 МэВ. Для определения $q_{Al_2O_3}$ и q_{SiO_2} применяют решение системы уравнения $I^{28}_{Al} = n_т q_{Al_2O_3} + n_б q_{SiO_2}$; где $n_т$ и $n_б$ — плотности тепловых и быстрых нейтронов
ZГГК	Дифференциация бокситов по степени ожелезненности, определение суммы содержания Fe_2O_3 и TiO_2 в платформенных бокситах и $Fe_2O_3 + TiO_2 + CaO_2$ в серых бокситах геосинклинальных месторождений		То же, что для Fe	
ТННК	В комплексе с ГК и АНГК используется для выделения бокситов моногидратного и смешанного типов. Разделение кор выветривания по типам: латеритные, каолинит-гидрослюдистые	ДРСТ, КУРА. Длина зонда 30—40 см. Источник Po-Be, Cf-252	Изменение диаметра скважины и кавернозность	Выделение бокситов по показаниям, в 1,5 раза меньшим по сравнению с величинами против вмещающих аллитов и сиаллитов
			Бериллий Be	
ГНК	Прямой метод выделения руд Be; определение содержания Be с чувствительностью $n \cdot 10^{-2}$ % при непрерывных измерениях и $2 \cdot 10^{-3}$ % при точечных измерениях. Точность определения 10—20 % отн.	ГНК-1, ГНК-2. Длина зонда 10—12 см. Источник Sb-124. Между источником и детектором свинцовый экран толщиной 5—8 см	Влияние плотности руды, содержания B, Li, изменения w, диаметра скважины и ее заполнения	Скорость каротажа: при поисковых работах 250—300 м/ч, при детанизационных 25—30 м/ч. Комплексирование с ТННК, ННК и ПГГК для учета изменения δ и w. Необходимый учет угла встречи рудного тела со скважиной
			Вольфрам W	
РРК	Выделение руд, определение их мощности и строения, оценка содержания, начиная с 0,2—0,3 %, с точностью 15—20 %. В Pb-W или W-Mo рудах определяют одновременно Pb и W или W и Mo	ГКС-1Н, РРК-1. Зонд в геометрии прямой видимости. Источники Se-75, Co-57, Pm-147	Pb в Pb-W и Mo в W-Mo рудах. Неравномерный характер оруденения	Выполнение измерений по способу спектрального отношения с выбором стандарта-фона в области фотоника однократного рассеяния [100]. В Pb-W рудах раздельно регистрируют ГИ с E, кэВ; 53—61 (Kd — линия W), 68—76 (равновесная точка системы W — порода и Kd — линия Pb) и 82—90 (равновесная точка системы Pb — порода)
			Кадмий Cd	
ТННК, ИННК	Выделение руд, определение содержания, начиная с 0,03 % для стационарной и 0,005 % для импульсной модификации ТННК	ДРСТ, КУРА, ИГН-6М. Длина зонда 30—40 см	Наличие 4 % Cu или 5 % Fe или 14 % S создает помеху, соответствующую 0,01 % Cd. Область определяемых концентраций $q_{Cd} \leqslant 3$ %	Влияние влажности в ННК учитывают, регистрируя плотность надтепловых нейтронов. В ИННК плотность тепловых нейтронов регистрируют, спустя 800—900 мкс после импульса нейтронов
			Литий Li	
ТННК	Выделение сподуменовых пегматитов и определение суммарного содержания Li и редкоземельных элементов, начиная с 0,1—0,2 % с точностью не хуже 40 %	ДРСТ, КУРА. Длина зонда 38 см в сухих скважинах и 20—25 см в скважинах с водой	Изменение влажности пород и диаметра скважин, неравномерность оруденения	Для снижения влияния влажности измерение величин кадмиевого отношения (отношение скорости счета надкадмиевых и тепловых нейтронов)

Продолжение таблицы XXII.1

Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы и область ограничения	Особенности методики
		Медь Cu		
СК, ЭП	Выделение массивных, жильных и богатых агрегатных руд с содержанием Cu более 1,5 %. Определение глубины залегания и структуры руд. Разделение руд на сплошные и вкрапленные	См. § 38	Наличие других руд с электронной проводимостью, а для МСК-наличие также хорошо проводящих руд	См. § 38
ЭК (КС, ПС)	Локализация массивных, жильных и богатых агрегативных руд	Длина потенциал-зонда 0,2—0,3 м	Наличие пород и руд с повышенной электропроводностью (например, графитизированных)	Стандартная методика ЭК. Проведение ПС вскоре после пересечения скважиной руды
ВП	Выделение вкрапленных руд	См. § 21	Влияние ПС	Регистрация относительных вызванных потенциалов $\Delta U_{ВП}/\Delta U_{КС}$ Диаграммы ВП регистрируют при различных направлениях поляризующего тока
ЭМК	Выделение медно-колчеданных руд, разделение их на пирротиновые, пиритовые, халькопиритовые, магнетитовые	ЭМК-1 См. § 62		Интерпретация проводится по палеткам для комплексных сред
ТАНГК	Выделение и определение содержания по изотопам-индикаторам ^{66}Cu и ^{64}Cu	Гамма-спектрометры. Длина зонда 1—1,5 м		Дискретные измерения с шагом 50 см для сплошных полиметаллических руд и 10—25 см для прожилково-вкрапленных руд
	Опробование сульфидизированных руд (чувствительность 0,5 %) и всех руд при содержании Cu>1 %. Точность 20 % отн. во вкрапленных и 5—6 % отн. в массивных рудах		Переменные содержания Al и Mn	Методика по ^{66}Cu при временном режиме: облучение 10—15 мин; пауза 0,5—6 мин; измерение 10—15 мин. Регистрируют излучение в интервалах энергий 0,94—1,14 МэВ (область Cu); 1,24—1,44 МэВ (область Al и Mn)
	Опробование силикатных руд, медистых магнетитов и бедных руд. Чувствительность 0,2—0,3 %, точность — 5 % отн.		Переменные содержания Mn и Na	Методика по ^{64}Cu при временном режиме: облучение — 1 ч; пауза 8—15 ч; измерение 1 ч. Регистрируют излучение в интервалах энергий 0,2—0,6 МэВ (область Cu) и 0,6—0,7 МэВ (область Na). Для трехканального спектрометра, временной режим: облучение 1 ч; пауза 15—20 мин измерение 1 ч. Регистрируют излучения с энергиями, МэВ: 0,5 (область Cu); 0,84 (область Mn) и 1,37 (область Na)
СНГК	Выделение медистых песчаников вкрапленного типа, определение содержания Cu в диапазоне 0,15—12 % с точностью 0,3 % Cu. Определение содержания Cu производится при соотношении Cu/Fe=1/15	Гамма-спектрометры (СГСЛ-2 и др.). Энергетическая стабильность не хуже 0,5—1 %. Длина зонда 20—25 см	Изменения нейтронопоглощающих свойств руды	Дискретные измерения в интервалах энергий, МэВ: 70—74 (область Cu) и 8,2—8,8 (область Fe). Время измерения 10 мин
БАНГК	Выделение руд всех типов; определение содержания Cu с чувствительностью 0,3—0,5 % и точностью 15 % отн. В медно-цинковых рудах возможно определение Cu и Zn	2—3-канальный гамма-спектрометр и генератор нейтронов с энергией 14 МэВ. Длина зонда 0,5—1,0 м	Изменение δ и диаметра скважины	Дискретные измерения аннигиляционного излучения Cu с энергией 0,51 МэВ при временном режиме: облучение 10 мин; пауза 15 мин. Регистрирование последовательно двух-трех спектров в интервале энергии 0,3—0,8 МэВ или в трех интервалах энергий, соответствующих ГИ Cu и непрерывному распределению ГИ по обе стороны от фотопика Cu
РРК	Выделение руд, определение их мощности, строения и содержания Cu с концентрацией от 0,1—0,2 % с точностью 20 % отн. для интервалов опробования в 1 м. Возможно одновременное определение Pb с чувствительностью 0,1 %	Аппаратура РРК с пропорциональным счетчиком с ксеноновым наполнением. Источник Cd-109	Переменные содержания Zn, As, Fe, Pb, глинистая корка и кавернозность	Влияние Th уменьшают с помощью Ni-фильтра толщиной 5—10 мкм, а влияние Pb и Fe исключают, применяя методику спектральных отношений [100]
		Никель Ni		
СК, ЭП, ЭК (КС, ПС)	Локализация жильных сульфидных руд, точное определение структуры рудного тела	См. § 38		Из-за малой мощности рудных жил использование снарядов МСК с точечными скользящими электродами
ВП	Основной метод выделения сульфидных вкрапленных руд	См. § 21	На кривую ВП накладывается кривая ПС	То же, что для Cu

Продолжение таблицы XXII.1

Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы и область ограничения	Особенности методики
КМВ	Подразделение руд по морфологическим типам: массивные, брекчиевые, вкрапленные	КМВ-2А	Область применения ограничена влиянием электропроводности	То же, что для Cu
СНГК	Прямой способ выделения сульфидных и силикатных руд. Определение содержания Ni в диапазоне 0,5—6 % с точностью 0,12 % Ni. Дополнительно определяются: Cu в сульфидных рудах начиная с 0,5 % и Cr в силикатных рудах с 0,4—0,6 %	Гамма-спектрометры с энергетической стабильностью 0,75 %. Длина зонда 25 см	Изменение нейтронопоглощающих свойств среды	Регистрируют дискретно захватное ГИ в энергетических интервалах, МэВ; для сульфидных руд 8,9—9,9 (излучение Fe), 8,2—8,8 (излучение Ni), 7,0—7,4 (излучение Cu). Для силикатных руд: 8,9—9,9 (излучение Cr); 8,2—8,8 (излучение Ni); 6,4—6,8 или 7,7—7,4 (излучение Fe)
ТННК	Выделение массивных сульфидных руд пирротинового типа. Определение содержания Ni с точностью 0,15 % Ni. Определение Cu по корреляции с Ni с точностью 0,2 % Cu в диапазоне содержаний 1—6 %	ДРСТ, РСК-М КУРА. Длина зонда 25 см	Изменение диаметра скважины. Возможны ошибки при нарушении корреляции между Ni и Fe	Выделение руд по минимуму кривой ТННК
		Олово Sn		
СК, ЭП, ЭК	Для сульфидно-касситеритовых руд является средством локализации руд и определения их мощности и структуры	См. § 38	Наличие других руд с электронной проводимостью и хорошо проводящих пород	См. § 38
РРК	Определение мощности и строения руд и содержания Sn начиная с 0,05—0,1 % с точностью 15 % отн.	РРК-1. Источники Tm-170, Pm-147	Переменные содержания Ba, Sm, Pb, W; глинистая корка и каверны	Измерение по способу спектральных отношений с регистрацией излучения с энергией 25 и 37 кэВ
		Ртуть Hg		
ZГГК	Выделение руд мономинерального состава при содержаниях Hg свыше 0,1—0,2 %. На месторождениях сложного состава выделение руд и определение суммы тяжелых элементов	ДРСТ, РСК-М РУР-2. Источник Se-75. Длина зонда 20—25 см	Переменные концентрации Sb, Ba, Fe в количествах более 0,3, 0,4 и 3,4 % соответственно	См. Fe
РРК	Прямой метод выделения ртутного оруденения, изучения структуры оруденения и определение содержания Hg начиная с 0,3 %. Возможно определять промышленные концентрации Ba в комплексных рудах	РРКА. Источники Co-57, Se-75, Ce-139	Присутствие Sb и Ba при содержаниях 3,5 и 2 % может приводить к пропуску руд с содержанием Hg$\leqslant$0,3 %	Регистрация диаграмм излучения с энергией 65—75 кэВ (излучение Hg), 85 кэВ (равновесная точка) и 105 кэВ (пик однократного рассеяния). Отношение первой области ко второй и третьей коррелируется с содержанием Hg
СНГК	Прямой метод выделения ртутного оруденения, определение содержания Hg с чувствительностью 0,05—0,08 %	Гамма-спектрометры с энергетической стабильностью не хуже 1 %. Длина зонда 20—25 см	Переменные содержания Fe свыше 3,5—4 %	Регистрация захватного ГИ с энергией в интервалах, МэВ: 4—6 (область Hg) и 7—8,5 (область Fe). Отношение излучений в двух интервалах служит для определения Hg
ИНГК, ИННК	Выделение ртутных зон; определение содержания Hg с 0,05—0,08 %	Генератор нейтронов с аппаратурой для регистрации плотности тепловых нейтронов и захватного ГИ. Длина зонда 40—50 см	Содержания Fe и Sb, Ba, превышающих 7, 10 и 40 % соответственно, изменение диаметра скважины и ее заполнения	Регистрация плотности тепловых нейтронов при задержке 800—1000 мкс. Для снижения влияния нейтронопоглощающих элементов регистрируют спектральные интенсивности по методу СНГК [100]
		Свинец Pb		
ЭП, СК	Выделение массивных, жильных и богатых агрегатных сульфидных руд	См. § 38	Графитизированные породы и зонды пиритизации	См. § 38
ЭК (КС, ПС)	Локализация массивных и богатых агрегатных сульфидных руд	См. § 23	То же. По ПС рудные тела отмечаются не всегда	Для получения четких данных по ПС проведение электрического каротажа вскоре после пересечения скважиной рудного тела
ВП	Выявление вкрапленных сульфидных руд и руд с плохой электропроводностью (окисленные руды)	То же, что и для Cu		
РРК	Выделение, определение мощности и строения рудных тел и содержания Pb с чувствительностью 0,2—0,3 % и точностью 14—24 % отн.	РРКА. Тип зонда-геометрия прямой видимости. Источники Se-75, Co-57	Присутствие Ba, Fe, Zn при содержаниях свыше 10 %	Проведение измерений по способу спектральных отношений. Раздельное определение Pb и Ba производят на ГИ в интервале энергий, кэВ, для Pb: 70—90 и 100—120, и Ba: 30—40 и 40—50

Продолжение таблицы XXII.1

Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы и область ограничения	Особенности методики
	Сурьма Sb			
РРК	Выделение, определение мощности и строения рудных тел и содержания с чувствительностью 0,1—0,2 % и точностью 10—12 %	РРКА. Тип зонда-геометрия прямой видимости. Источники Tm-170, W-151	Присутствие Ba, Hg, Fe, превышающих 5,1 и 10 % соответственно	Проведение измерений по способу спектральных отношений с регистрацией гамма-излучения в интервалах энергий 20—30 кэВ и 35—40 кэВ
	Тантал Ta+ниобий Nb			
ГК	Выделение пластов, содержащих лопарит, определение линейных запасов лопарита с точностью 10—20 %	ДРСТ, КУРА	Наличие естественно радиоактивных элементов, не входящих в состав лопарита	—

рический состав углистых пород могут быть непостоянными.

Физические свойства углей определяются степенью их метаморфизма, петрографическим составом, трещиноватостью, влажностью и зольностью.

Пиритизация сильно влияет на физические параметры углей. При пиритизации уменьшается УЭС угля, увеличиваются его плотность, потенциалы собственной и вызванной поляризации, скорость распространения упругих колебаний.

Задачи ГИС и их виды. Пробуренные на уголь разведочные скважины должны быть исследованы методами ГИС (рис. XXII.1) [10]. С помощью каротажа решаются следующие задачи: литологическое расчленение разреза, выделение пластов угля и определение глубины их залегания, определение мощности, строения и зольности угольных пластов, выполнение корреляции разрезов скважин и определение синонимики угольных пластов, изучение закономерностей изменения мощности, строения и зольности пластов угля по площади разведываемого месторождения (участка), детальное литологическое расчленение пород кровли и почвы угольных пластов, определение физико-механических свойств пород, их устойчивости и обрушаемости, определение углов падения пластов, выделение в разрезах скважин тектонических нарушений, определение их типа и амплитуды, изучение гидрогеологических условий, изучение температурного и газового режима пород, а также технического состояния скважин.

Применяемые для исследования угольных скважин методы ГИС и решаемые ими задачи указаны в табл. XXII.3.

Типовые комплексы ГИС, применяемые для исследования разреза скважин и выделения угольных пластов (поисковый комплекс), а также для изучения угольных пластов, их кровли и почвы (детализационные комплексы), приведены в табл. XXII.3 [109]. На основе типовых комплексов составляются рациональные комплексы применительно к условиям каждого месторождения. Комплексы ГИС, применяемые в осложненных условиях, приведены в табл. XXII.4.

Выделение пластов угля. Выделение пластов угля в разрезах скважин, литологи-

Рис. XXII.1. Выделение угольного пласта и литологическое расчленение разреза по поисковому комплексу ГИС (каменноугольное месторождение, уголь марки ДГ).

1 — уголь; *2* — алевролит мелкозернистый глинистый; *3* — алевролит крупнозернистый глинистый; *4* — песчаник мелкозернистый глинистый; *5* — переслаивание песчаников и алевролитов, *6* — песчаник мелкозернистый карбонатный; *7* — отсутствие керна

Таблица XXII.2

Классы месторождений угля

Классы	Месторождения угля	Марки углей	
I	Буроугольные	Землистые бурые	$Б_1$
		Плотные матовые бурые	$Б_2$
		Блестящие бурые	$Б_3$
II	Каменноугольные	Переходные от бурых к каменным	*БД*
		Каменные длиннопламенные	$Д_1$, $Д_2$
		Газовые	*Г*
		Жирные	*Ж*
		Коксовые	*К*
		Отощенные спекающиеся	*ОС*
		Тощие	$Т_1$
III	Тощих углей и полуантрацитов	Тощие	$Т_2$
		Полуантрациты	$ПА_1$
IV	Антрацитов	Полуантрациты	$ПА_2$
		Антрациты	$А_1$-$А_6$

Таблица XXII.3

Методы ГИС, применяемые на угольных месторождениях

Метод	Регистрируемый параметр	Аппаратура, тип зонда, его длина L	*Решаемые геологические задачи*	Эффективность ГИС	*Ограничения и помехи*
КС	$\rho_к$, Ом·м	Градиент-зонды, L= =0,25÷ 3,65 м. Потенциал-зонды: L=5÷ 10 см	*Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, определение мощности строения и зольности угольных пластов, изучение их кровли и почвы*	Наибольшая на месторождениях угля II и IV классов, в связи с большим различием УЭС углей и вмещающих пород	Наличие в разрезе пород, сходных по УЭС с углями
БК	$\rho_к$, Ом·м $\sigma_к=1/\rho_к$, См/м	Аппаратура БКР-3, L=3,5 м, A_0=2 см	То же	То же	Методы БМК, ТК, СК, ЭП не позволяют определить УЭС пород
БТК	i, мА	L=1,5 м, A_0=2 см	Определение мощности и строения угольных пластов, изучение *их кровли и почвы*	«	То же
ТК	i, мА	Одноэлектродный зонд	На месторождениях угля IV класса—определение мощности и строения угольных пластов	«	«
БМК	i, мА	Электродная установка на прижимном башмаке	На месторождениях угля II класса—определение мощности и строения угольных пластов	«	«
	i, мА	*Шаровой секционированный зонд*	То же	«	«
СК	i, мА	Прижимной щеточный зонд	В сухих скважинах—литологическое расчленение разреза, определение мощности и строения угольных пластов	«	«
ЭП	i, мА	Прижимной электрод	На месторождениях угля IV класса—*определение мощности и* строения угольных пластов, выделения зон пиритизации	«	«
ПС	Потенциал самопроизвольной поляризации, мВ	Неполяризующийся электрод	На месторождениях угля III и IV классов—выявление угольных пластов и пластов графитизированных пород, интервалов пиритизированных пород, определение мощности и строения угольных пластов	Наибольшая на месторождениях антрацитов, где аномалии ПС могут достигать сотен мВ	Влияние блуждающих токов и пиритизации пород
ГПС	Градиент потенциала самопроизвольной поляризации, мВ	Пара неполяризующихся электродов на расстоянии 5—10 см			
ВП	Потенциал вызванной поляризации, мВ	Зонд с неполяризующимися электродами, АМ-10 см	Выявление угольных пластов, определение их мощности и строения	Дополнительный метод, применяемый в условиях значительной кавернозности скважины, когда эффективность метода ГГК снижается	Наличие среды вмещающих пород пластов высокого сопротивления
ГК	$I_{ГК}$, мкА/кг	РУР-1, РУР-2, КУРА РКМ-10, БКР-3	Литологическое расчленение пород, выявление угольных пластов, определение их мощности, строения и зольности	Значительная на месторождениях углей всех классов. Влияние кавернозности сравнительно невелико	Ограниченное применение при повышенной гамма-активности углей
ГГК	Жесткая составляющая I, имп/мин	КУРА, БКР-3. Зонд: источник Co-60 и индикатор ГИ, L=20÷40 см	Выделение угольных пластов определение их мощности, строения и зольности	Значительная на месторождениях угля всех классов. *Наибольшая при определении плотности*	Чувствительность к кавернозности и неровности стенки скважины. *Применение прижимных* зондов снижает влияние скважины
ПГГК	$I_{ПГГК}$, г/см^3	РУР-1, РУР-2. Зонд: источник Cs-137 и индикатор ГИ; L=20÷ 30 см. Двухзондовая аппаратура РМК-10. Зонд: источник Cs-137 два индикатора ГИ излучения: L=20, 40 см			
ZГГК	$I_{ZГГК}$, имп/мин	РУР-1, РУР-2. Зонд: прижимной экранированный источник (Se-75, Tm-170, Am-241) и индикатор ГИ, L=5— 10 см	Выделение угольных пластов, определение их мощности, строения и зольности, выделение зон пиритизации	Значительная на месторождениях угля всех классов	Чувствительность к кавернозности стенки скважины

Продолжение таблицы XXII.3

Метод	Регистрируемый параметр	Аппаратура, тип зонда, его длина L	Решаемые геологические задачи	Эффективность ГИС	Ограничения и помехи
			Для месторождений углей I класса:		
НГК	$I_{НГК}$, имп/мин	Зонд: индикатор ГИ и источник нейтронов, L=30 ÷ 60 см	На месторождениях углей I класса: литологическое расчленение разреза, выделение угольных пластов, определение их мощности и строения	Значительная со сравнительно малым влиянием кавернозности скважин	Расчленяющая способность метода мала из-за большой длины зонда
АК	v, м/с; Δt, мкс; $\alpha=\lg A_1/A_2$, дБ/м	Парус-1. Зонд: два источника и индикатор акустических колебаний	Литологическое расчленение разрезов скважин, выявление угольных пластов, интервалов ослабленных и трещиноватых пород, определение физико-механических параметров пород для прогнозирования их устойчивости в горных выработках	Высокая на месторождениях угля всех классов	Влияние кавернозности
Кав.	d_c, мм	Кавернометры КМ-1 и КМ-2	Оценка технического состояния ствола скважины, интерпретация данных ГИС	То же	—
ОПП	—	Грунтоносы ГМК-40 и ГМК-50	Уточнение или подтверждение мощности и строения угольных пластов, отбор проб угля на химико-технологический анализ	То же	Кавернозность и крутые углы падения пластов

Примечание. ОПП — отбор образцов пород грунтоносами.

Таблица XXII.4

Комплексы ГИС в *осложненных скважинах*

Мешающий фактор	Комплекс ГИС
Значительная кавернозность[1]	БК, ВП, КС с длинным градиент-зондом (L=3,5 ÷ 4 м)
Буровой раствор высокой минерализации	БК, ПС или ГПС (на месторождениях углей III и IV классов), ГК, ПГГК, ZГГК (при детализации), Кав., ОПП
Отсутствие жидкости в скважине	СК, ГК, ПГГ, НГК (на месторождениях углей I класса), ZГГК (при детализации), Кав., ОПП
Обсадка скважины металлическими трубами	ГК, ПГГК, НГК (на месторождениях угля I класса)
Многолетняя мерзлота пород	Комплекс ГИС, указанный в табл. XXII.3, выполняемый после прокачки теплого бурового раствора или раствора с концентрацией соли, предотвращающей его замерзание

[1] Затруднений, связанных со значительной кавернозностью скважин, удается избежать при исследовании интервалов скважин <200—300 м.

Таблица XXII.5

Значения геофизических параметров, по которым выделяются угольные пласты

Метод	Регистрируемый параметр	Значение параметра для месторождений углей классов I	II	III	IV
КС, БК	$\rho_к$, Ом·м	10—200 (малые отличия от вмещающих пород)	200—5000 (максимальные или повышенные значения)	100—1000 (малые отличия от вмещающих пород)	0,001—10 (минимальные или пониженные значения)
ГК	$I_{ГК}$, мкА/кг	3—8 (минимальные или пониженные значения)			
ПГГК	δ, г/см³	1,10—1,25	1,26—1,35	1,36—1,6	1,6—1,8
		(максимальные или повышенные значения)			
ZГГК	$Z_{эф}$	6,1—11 (максимальные или повышенные значения)			
Кав	d_c, мм	(увеличение диаметра скважины или, реже, номинального диаметра)			
АК	$v_р$, м/с	800—2100	2000—2600	2500—2700	2500—3500
		(минимальные или пониженные значения)			
ВП	$U_{ВП}$, мВ	Максимальные (повышенные) или минимальные (пониженные) значения в зависимости от силы и знака тока питания			
ПС(ГПС)	$U_{ПС}$, мВ	0 ÷ ±20 (не характерные повышенные или пониженные значения)		10—20 (незначительные положительные аномалии)	До 1000 (максимальные или повышенные значения)

Таблица XXII.6

Соотношения геофизических параметров, используемых для выделения угольных пластов и литологического расчленения разреза

Регистрируемый параметр	Вмещающие породы		Угли	
	Класс месторождения	Соотношение *параметров*	Класс месторождения	Соотношение параметров
$\rho_к$	I—IV	$\rho_{к.\,а} < \rho_{к.\,ал} < \rho_{к.\,п}$	I, III	$\rho_{к.\,у} > \rho_{к.\,а}$ $\rho_{к.\,у} \geqslant \rho_{к.\,ал}$ $\rho_{к.\,у} \leqslant \rho_{к.\,п}$
			II	$\rho_{к.\,у} > \rho_{к.\,а} > \rho_{к.\,ал}$ $\rho_{к.\,у} \geqslant \rho_{к.\,п}$
			IV	$\rho_{к.\,у} < \rho_{к.\,а} < \rho_{к.\,ал} < \rho_{к.\,п}$
$\sigma_к$	I—IV	$\sigma_{к.\,а} > \sigma_{к.\,ал} > \sigma_{к.\,п}$	I, III	$\sigma_{к.\,у} < \sigma_{к.\,а}$ $\sigma_{к.\,у} \leqslant \sigma_{к.\,ал}$ $\sigma_{к.\,у} \leqslant \sigma_{к.\,п}$
			II	$\sigma_{к.\,у} < \sigma_{к.\,а} < \sigma_{к.\,ал}$ $\sigma_{к.\,у} \leqslant \sigma_{к.\,п}$
			IV	$\sigma_{к.\,у} > \sigma_{к.\,а} > \sigma_{к.\,ал} > \sigma_{к.\,п}$
$I_р$, I (БТК, МФЗ, ТК)	I—IV	$I_{ф.\,а} > I_{ф.\,ал} > I_{ф.\,п}$	I, III	$I_{ф.\,у} < I_{ф.\,а}$ $I_{ф.\,у} \leqslant I_{ф.\,ал}$ $I_{ф.\,у} \geqslant I_{ф.\,п}$
			II	$I_{ф.\,у} < I_{ф.\,а} < I_{ф.\,ал}$ $I_{ф.\,у} \leqslant I_{ф.\,п}$
			IV	$I_у > I_а > I_{ал} > I_п$
$I_{ГК}$	I—IV	$I_{ГК\,а} > I_{ГК\,ал} > I_{ГК\,п}$	I—IV	$I_{ГК\,у} < I_{ГК\,а} < I_{ГК\,ал}$ $I_{ГК\,у} \leqslant I_{ГК\,ал}$
$I_{ГГК}$	I	$I_{ГГК\,а} < I_{ГГК\,ал} < I_{ГГК\,п}$	I, II, III, IV	$I_{ГГК\,у} > I_{ГГК\,а} > I_{ГГК\,ал}$
	II	$I_{ГГК\,а} > I_{ГГК\,ал} > I_{ГГК\,п}$		
	III, IV	$I_{ГГК\,а} \approx I_{ГГК\,ал} \approx I_{ГГК\,п}$		
$v_Р$	I	$v_{Р\,а} > v_{Р\,ал} > v_{Р\,п}$	I, II, III, IV	$v_{Р\,у} < v_{Р\,а} < v_{Р\,ал} < v_{Р\,п}$
	II	$v_{Р\,а} < v_{Р\,ал} < v_{Р\,п}$		
	III, IV	$v_{Р\,а} \approx v_{Р\,ал} \approx v_{Р\,п}$		
Δt	I	$\Delta t_а < \Delta t_{ал} < \Delta t_п$	I, II, III, IV	$\Delta t_у > \Delta t_а > \Delta t_{ал} > \Delta_п t$
	II	$\Delta t_а > \Delta t_{ал} > \Delta t_п$		
	III, IV	$\Delta t_а \approx \Delta t_{ал} \approx \Delta t_п$		

Примечание. $\rho_{к.\,у}$, $\rho_{к.\,а}$, $\rho_{к.\,ал}$, $\rho_{к.\,п}$ — кажущееся удельное сопротивление соответственно угля, аргиллита, алевролита, песчаника; $\sigma_{к.\,у}$, $\sigma_{к.\,а}$, $\sigma_{к.\,ал}$, $\sigma_{к.\,п}$ — то же, кажущаяся удельная электропроводность.

Таблица XXII.7

Определение мощности h угольного пласта по данным ГИС

Метод	Класс угольных месторождений	
	I—III	IV
$КС_{гр.\,з}$	*Мощный пласт высокого сопротивления* $h > L$: разность глубин точек максимума и минимума. Тонкий пласт высокого сопротивления $h < L$: расстояние между проекциями на ось глубин точек, где максимален градиент изменения $\rho_к$ или ширина аномалии на высоте 0,75 ее амплитуды	*Ширина аномалии* на уровне почти нулевых значений $\rho_к$ за вычетом L
$КС_{п.\,з}$	Мощный пласт $h > L$: разность глубин точек максимального градиента $\rho_к$ плюс L для пластов высокого сопротивления и минус L — для пластов низкого сопротивления. Тонкий пласт $h < L$: неблагоприятное условие. Для определения мощности пластов применяются методы БК, БТК, ТК и др.	
БК	Границы пласта высокого сопротивления соответствуют точкам кривой, расположенным на высоте от 1,2 до 2 значений $\rho_к$ против вмещающих пород Ширина аномалии на половине ее амплитуды или между точками максимального градиента изменения $\sigma_к$	
БТК, ТК	Ширина, где аномалии на уровне половины ее амплитуды или между точками максимального градиента изменения тока. Для тонких пластов низкого сопротивления: ширина аномалии на высоте 0,75 ее амплитуды	
ГК	Ширина аномалии на высоте половины ее амплитуды	
ГГК ПГГК ZГГК	Разность глубин точек начала резкого подъема и спада кривой	
ГПС	Обычно не применяется	Разность глубин точек максимума и минимума
ПС	Обычно не применяется	Ширина аномалии на высоте половины ее амплитуды или в точках максимального градиента ПС
ВП НГК	Ширина аномалии на высоте половины ее амплитуды или между точками максимального градиента регистрируемой величины	

ческое расчленение вмещающих пород, корреляция угольных пластов на площади месторождения (участка) и определение положения тектонических нарушений производятся по результатам комплекса ГИС (см. табл. XXII.3) с привлечением кернового материала. Основным для выделения угольных пластов является метод ПГГК в сочетании с кавернометрией. Угольный пласт на диаграммах ПГГК в некавернозных интервалах скважин выделяется максимумом рассеянного гамма-излучения. Кавернозные интервалы скважин также характеризуются повышенными значениями ПГГК. Для выявления в их пределах угольных пластов привлекаются данные

Таблица XXII.8

Выделение и оценка нерудных твердых полезных ископаемых

Объект	Метод каротажа	Решаемые задачи	Аппаратура и оборудование	Мешающие факторы	Особенности методики
B	ТННК НГК	Выделение бороносных пластов и определение содержания B. B диапазоне содержания B от 0 до 13 % можно выделить 4—10 градаций концентраций, а для больших содержаний — 2—3 градации	ДРСТ, КУРА, РСК-М. Используют два зонда длиной: доинверсионный 15—20 см, заинверсионный 30—40 см	Изменение w и δ пород, содержания Cl в осадочных породах и Fe в скарновых	При измерениях с двумя зондами руды выделяются минимумами на показаниях обоих зондов. Для учета влияния мешающих факторов привлекают НННК, ГГК и ПГГК
K	ГК	Выделение калийных солей, определение содержания K, начиная с 6 % со средней погрешностью 3,5 % отн.	ДРСТ, КУРА, РСК-М	Изменение содержаний элементов уранового и ториевого ряда. Изменение d_c и ρ_c	Однозначность выделения возрастает при регистрации ГИ с энергией 1,46 МэВ (излучение K-40). Для уточнения строения и состава соленосных отложений проводят детальные исследования комплексом ГК, НГК (зонды длиной 20—60 см), микрокаротаж и микрокавернометрия
	НГК	Расчленение солей на разновидности: карналлиты, кизериты и сильвиниты	ДРСТ-2, КУРА, РСК-М. Длина зонда 30—40 см	Изменение d_c	Карналлиты и кизериты выделяются минимальными, а сильвиниты — максимальными показаниями
	ПГГК	Расчленение калийных солей на сильвиниты и карналлиты	То же, что для Fe (см. § 102)	То же, что для Fe (см. § 102)	Сильвиниты выделяются низкими, а карналлиты высокими показаниями
S	СНГК	Выделение руд на месторождениях осадочного вулканогенного типов и определение содержания самородной S с точностью 1—2 %	Гамма-спектрометры типа СГС-Л; нестабильность энергетической шкалы не хуже 1%	Наличие S в гипсах и ангидритах для осадочных месторождений; наличие S в алунитах и сульфидах на вулканогенных месторождениях	На осадочных месторождениях регистрируют отношение интенсивностей ГИ в энергетических интервалах, МэВ: 4,1—5,1 (область S) и 5,1—6,7 (область Ca). На вулканогенных месторождениях взамен ГИ Ca регистрируют ГИ Fe в области выше 6,2 МэВ. Самородную S определяют по разности содержаний S общей и S связанной в алунитах, сульфидах и сульфатах. Последние определяют комплексом СНГК и СГК
	ПГГК, ННННК	Выделение карбонатных серных руд и определение содержания самородной S с точностью 5 %	КУРА, ДРСТ, РСК-М. Длина зонда ПГГК 20—25 см, ННННК 30—40 см	Изменение диаметра скважины, кавернозность, изменение литологии руд	Показания ПГГК и ННННК калибруются в значениях пористости известняков. Серосодержащие известняки выделяются, когда отношение $\kappa_{п\,ПГГК}/\kappa_{пННННК}>1$
	АНГК	Выделение пластов с самородной S на осадочных месторождениях карбонатного типа; оценка содержания самородной S, начиная с 8—10 %	Скважинный генератор нейтронов с гамма-спектрометром	Воздушно-сухие трещины и пустоты при каротаже сухих скважин	Регистрируют ГИ наведенной активности изотопа ^{16}N с энергией в интервале 1,5—2,8 МэВ, спустя 80 мс после импульса нейтронов. Серосодержащие пласты отмечаются отрицательными аномалиями на кривых АНГК
P	СГК	Выделение фосфоритов, определение содержания P, начиная с 0,5 % с точностью 5—7 % отн.	Гамма-спектрометры типа СГСЛ-2	Нарушение корреляции между P_2O_5 и содержанием U	Регистрируют ГИ в энергетическом интервале 1,6—2,4 МэВ (U—Ra составляющая естественного ГИ). Выполняют дискретные измерения с шагом 20 см во вмещающих породах и 10 см в фосфоритах
	БАНГК	Выделение фосфоритов и апатитов и определение содержания P по корреляции с F. Чувствительность 2—3 %, точность 0,5 %. Дополнительно определяют нерастворимые примеси по активации Al и Si, а также Ca	Гамма-спектрометры типа СГСЛ-2; детектор экранируется борным фильтром со стороны скважины и свинцово-борным фильтром со стороны источника. Длина зонда 1,5—2 м	Нарушение корреляции с F и присутствие флюорита	Регистрируется ГИ с энергией выше 2,5 МэВ при изучении фосфоритов и 3,4 МэВ — апатитов. Каротаж выполняют с v=450÷650 м/ч; в продуктивном интервале исследование проводят 3—5 раз. При дискретных измерениях время активации и измерения 15 с, а паузы — 4 с
F	БАНГК	Выделение фторсодержащих пород (флюорит, фосфориты, апатиты), определение содержания F с чувствительностью 0,03—0,2 % и точностью 15—20 % отн.	То же	Изменение плотности пород и руд и диаметра скважин	То же

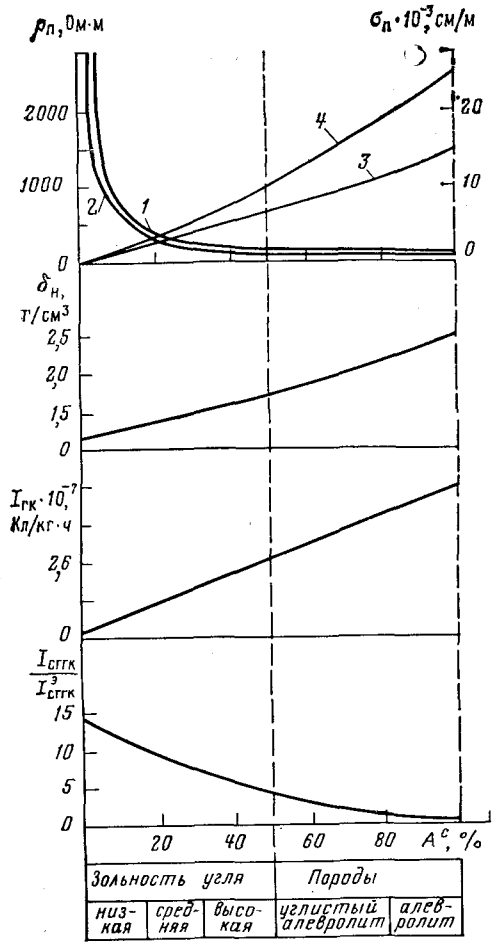


Рис. XXII.2. Зависимость физических параметров углей и вмещающих пород от их зольности A^c (каменноугольное месторождение, уголь марки ДГ)

методов КС и ГК (см. рис. XXII.1). Высокозольные угли и углистые породы отмечаются значениями параметров промежуточными между характерными для низкозольных углей и вмещающих неуглистых пород (см. табл. XXII.5 и XXII.6).

Документация пересечений угольных пластов. Документация пересечений угольных пластов выполняется по диаграммам детализационного комплекса ГИС, зарегистрированным в масштабе глубин 1 : 20 или 1 : 50, на интервале, охватывающем не менее 3 м мощности пород кровли угольного пласта и 2 м почвы. При документации определяется мощность угольных пластов с выделением в них всех неоднородностей мощностью от 3—5 см и более, литологический состав выделенных прослоев и их зольность.

Определение мощности. Различают общую, полезную и подсчетную мощности пластов угля. Общая мощность равна сумме мощностей угольных и внутрипластовых породных прослоев, полезная мощность — сумме мощностей только кондиционных по мощности и зольности угольных прослоев. При определении подсчетной мощности (мощности, принимаемой при подсчете запасов) учитываются лишь пласты, соответствующие по кондиции установленным требованиям.

По каротажным диаграммам определяется видимая мощность $h_в$ каждого пласта

$$h_в = H_1 - H_2,$$

где H_1 и H_2 — глубины соответственно почвы и кровли пласта. Истинная мощность пласта $h_и$ определяется по формуле

$$h_и = h_в \cos \alpha,$$

где α — угол встречи пласта скважиной, замеренный по керну или с помощью пластового наклонометра.

В табл. XXII.7 приведены основные правила определения мощности угольных пластов по данным детализационных комплексов ГИС [16, 29].

Определение общей и полезной мощности для угольных пластов малой (до 1,3 м) средней (1,3—3,5 м) мощности должно быть выполнено с погрешностью, не превышающей ±5 см, а для более мощных пластов — не более ±20 см.

Определение литологического состава пород выполняется с учетом соотношений, приведенных в табл. XXII.5 и XXII.6.

Определение зольности углей и углистых пород выполняется по данным химического анализа образцов, отобранных боковыми стреляющими грунтоносами через 5—10 см с привлечением данных детализационного комплекса ГИС.

Использование данных ГИС базируется на корреляционных зависимостях, устанавливаемых путем обработки по способу наименьших квадратов сопоставляемых попарно значений зольности и того или иного геофизического параметра (плотность, удельное электрическое сопротивление или удельная электропроводность, естественная гамма-активность, эффективный атомный номер) или зависимой от него величины, выраженной в относительных и условных единицах [29, 91]. В обработку включаются пересечения угольных пластов с высоким выходом керна (90—100 %), хорошей его сохранностью и совпадением мощности и строения угольных пластов по бурению и каротажу. Установленные корреляционные зависимости между зольностью и физическими параметрами углей (рис. XXII.2) выражаются в аналитическом и графическом виде и применяются для определения зольности в благоприятных условиях по одному физическому параметру или в менее благоприятных условиях, по нескольким параметрам методами многомерной корреляции. Для обработки

Таблица XXII.9

Методы каротажа гидрогеологических и инженерно-геологических скважин

Метод каротажа	Группы методов			Стадии разработки и применения		
	I	II	III	Эксплуатация	Опробование	Разработка
Электрокаротаж по методу сопротивления						
Измерение кажущегося сопротивления стандартным зондом	+			+		
Измерение кажущегося сопротивления двумя зондами с разной глубинностью исследования		+		+		
Боковое каротажное зондирование			+			
Повторное боковое каротажное зондирование с изменением сопротивления бурового раствора		+			+	
Микрокаротаж градиент- и потенциал-зондами	+				+	
Измерение кажущегося сопротивления с изменением сопротивления промывочной жидкости	+					
Боковой каротаж					+	
Боковой микрокаротаж						+
Электромагнитные методы каротажа						
Индукционный каротаж	+					+
Диэлектрический каротаж	+					+
Поляризационный каротаж						
Каротаж собственных потенциалов		+		+		
Каротаж собственных потенциалов с изменением минерализации бурового раствора	+				+	
Каротаж вызванных потенциалов	+					+
Ядерный магнитный каротаж	+					+
Радиоактивный каротаж						
Гамма-каротаж	+			+		
Гамма-гамма-каротаж	+				+	
Нейтронный гамма-каротаж	+				+	
Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам	+					+
Импульсный нейтронный каротаж	+					+
Метод изотопов			+			
Акустический каротаж	+					+
Термометрия						
Геотермические исследования	+			+		
Термокаротаж работающей скважины			+			+
Резистивиметрия			+			
Расходометрия						
Расходометрия скважин при стационарном режиме фильтрации			+	+		
Расходометрия скважин при нестационарном режиме фильтрации						
Расходометрия наблюдательных скважин			+		+	
Опробование водоносных горизонтов пластоиспытателями на кабеле			+			+
Индикация подземных потоков						
Фотоиндикация ореолов выноса красителя			+			+
Индикация ореолов рассеяния изотопов			+			+

Продолжение таблицы XXII.9

Метод каротажа	Группы методов			Стадии разработки и применения		
	I	II	III	Эксплуатация	Опробование	Разработка
Прослеживание индикаторов			+		+	
Контроль технического состояния скважин						
Кавернометрия				+		
Инклинометрия				+		
Фотокаротаж						+
Цементометрия					+	
Дефектометрия						+

и интерпретации результатов применяют электронно-вычислительные машины [91].

Определение зольности угольных пластов выполняется с погрешностью для коксующихся углей не более ±3 %, для энергетических углей — не более ±5 %.

Определение параметров угля, необходимых для подсчета запасов. Производится определение подсчетных мощностей и рассчитываются средневзвешенные значения зольности $A^c_{ср}$ с учетом засорения углей внутрипластовыми породными прослоями. Значения $A^c_{ср}$ вычисляются по формуле

$$A^c_{ср} = \frac{A^c_1 h_1 \delta_1 + A^c_2 h_2 \delta_2 + \ldots + A^c_n h_n \delta_n}{h_1\delta_1 + h_2\delta_2 + \ldots + h_n\delta_n},$$

где A^c, h и δ — соответственно зольность, мощность и минералогическая плотность отдельных пачек угольного пласта. Минералогическая плотность угля при данной его зольности и влажности устанавливается по результатам лабораторных определений или по данным ПГГК.

На рис. XXII.3 показано определение мощности, строения и зольности угольного пласта по данным комплекса ГИС. Используемые при подсчете запасов данные каротажа должны удовлетворять требованиям

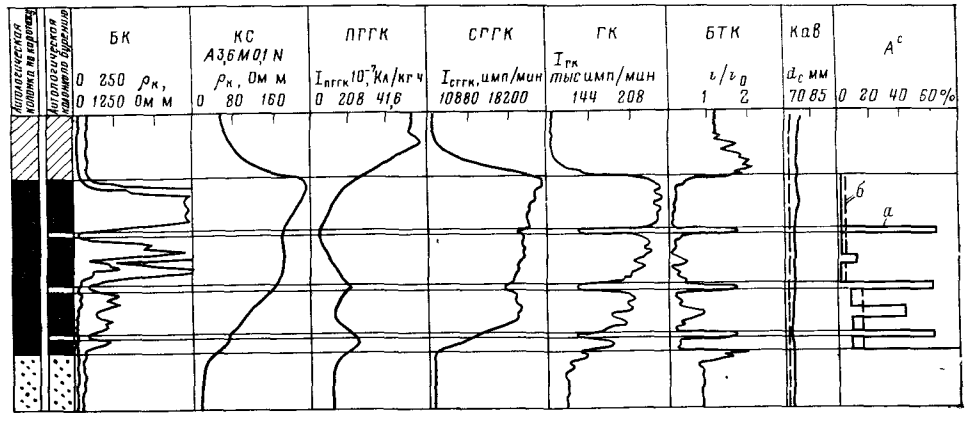


Рис. XXII.3. Определение мощности, строения и зольности угольного пласта по комплексу ГИС (каменноугольное месторождение, уголь марки ЖК)

Литология	Глубина, м	Мощность, м	$A^c_{ср}$, %
по бурению	794,35	1,75	10,3
по каротажу	792,33	1,65	12,5

Таблица XXII.10

Задачи гидрогеологических и инженерно-геологических исследований, решаемые по каротажу

Задача исследования	Коллектор порового типа		Коллекторы трещинного и трещинно-карстового типа	
	Скважина пробурена на глинистом растворе	Скважина пробурена на воде	Скважина пробурена на глинистом растворе	Скважина пробурена на воде
Изучение геологического строения разреза				
Литологическое расчленение разреза, определение мощности и строения пластов	КС (БК) ПС, ГК, МК	КС (БК) ГК, НГК, ППС	КС (БК) ПС, МК, ГК, ПГГК, ППС	КС (БК) ГК, ПГГК, НГК
Выявление трещиноватых, закарстованных и других ослабленных интервалов разреза, а также зон тектонических нарушений	—	—	КС, ПС, МК, ПГГК, АК	КС, ПГГК, НГК, АК
Выявление маркирующих горизонтов и стратификация геологических толщ	Корреляционные геолого-геофизические построения по данным методов, указанных в предыдущих пунктах			
Изучение гидрогеологических характеристик разреза	МК (КС) ППС, ГК	Рас.-с(РК) НГК, АК	МК(КС) ППС, ПБК	Рас.-с(РК) НГК, ГГК
Выявление обводненных и проницаемых пластов и зон и определение их эффективной мощности	—	—	ГК, ГГК, НГК, АК	АК
Оценка порово-трещинной пустотности горных пород	БКЗ(БК) МК, ГК, ГГК,	БКЗ(БК) ГК, ГГК, НГК	БКЗ(БК) МК, ГК, ГГК, НГК, АК	БКЗ(БК) ГК, ГГК, НГК, АК, ФК
Оценка фильтрационных свойств пород-коллекторов и изучение фильтрационной неоднородности разреза	КС(БК) МК, ППС, ГК	КС(БК) КС(БК) ГК, Рас.-с,АК	КС(БК) ГК, МК (КС), ППС	КС(БК) ГК, Рас.-с, АК
Определение величины гидростатического напора подземных вод	—	Рас.-с	--	Рас.-с
Изучение степени взаимосвязи водоносных зон в наблюдательной скважине с опытной скважиной	—	Рас.-нс		Рас.-нс
Оценка общей приемистости подземных вод	БКЗ, МК, ПС, ППС	БКЗ, АК	БКЗ, МК, ПС, ППС	БКЗ, АК
Диагностика технического состояния скважины				
Определение диаметра и кавернозности ствола скважины	Кав.	Кав.	Кав.	Кав.
Отбивка башмака обсадных труб	КС	КС	КС	КС
Определение искривления ствола скважины	Инк.	Инк.	Инк.	Инк.
Изучение качества разглинизации стенки скважины	Кав., Рас., АК	—	Кав., Рас., РК	—
Определение эффективных интервалов работы фильтров	Рас., РК	Рас., РК	Рас , РК	Рас., РК
Контроль за техническим состоянием фильтров	ФК	ФК	ФК	ФК
Контроль за качеством гидроизоляции ствола скважины	РК, Рас. Тер.,ЦМ, ДК	РК, Рас. ТМ, ЦМ, ДК	РК, Рас. ТМ, ЦМ, ДК	РК, Рас Тер., ДК, ИМ

технической инструкции [107] и условиям использования данных каротажа при подсчете разведанных запасов углей, установленных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при СМ СССР.

Оценка достоверности и точности определения мощности и зольности по данным ГИС производится путем сопоставления с определениями, выполненными для пересечений угольных пластов горными выработками, а также по данным исследования угольного керна (при высоком выходе и хорошей его сохранности) и по данным детального опробования грунтоносами. Для оценки точности определения подсчетных параметров вычисляются расхождения в определении общей и полезной мощности и зольности по отдельным пересечениям угольных пластов. На основе сравнительной оценки достоверности и точности данных ГИС и бурения в подсчет запасов углей принимаются наиболее точные результаты определений.

§ 104. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ДРУГИХ НЕРУДНЫХ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Сведения даны в табл. XXII.8.

§ 105. ЗАДАЧИ ГИДРОГЕОЛОГИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ

Применение каротажа обязательно при гидрогеологических и инженерно-геологических работах. В табл. XXII.9 охарактеризован уровень использования применяемых методов каротажа, базирующихся на различиях физических свойств горных пород — I группа; на различиях взаимодействия промывочной жидкости с горными породами — II группа; на изучении фильтрационных процессов в скважине — III группа.

В табл. XXII.10 дан перечень гидрогеологических и инженерно-геологических задач, решение которых возможно по данным наиболее разработанных методов каротажа. Таблица указывает на возможность использования методов, но не на обязательность их одновременного применения. Вопрос о рациональном комплексировании решается в каждом конкретном случае отдельно.

Каротаж гидрогеологических и инженерно-геологических скважин выполняется, и его результаты используются, как и при исследовании нефтегазовых скважин.

Специфическим методом изучения свойств грунтов при инженерно-геологических изысканиях является пенетрационный каротаж. Измерения выполняют каротажными зондами, укрепленными на штангах и вдавленными в грунт с помощью гидравлического устройства. Измерения производят методами ГК, ПГГК-40, ТННК-о. При непосредственном контакте зонда с грунтами необходимо учитывать образование вокруг зонда зоны локального уплотнения грунта. Диаметр зоны составляет 2—3 диаметра зонда. Ее влияние может не учитываться при ГК и ТННК. Для ТННК влияние зоны уплотнения приводит к снижению показаний на 4 % для зонда диаметром 60 мм и среднезернистого песка. Влияние зоны уплотнения устраняется путем калибровки прибора по результатам лабораторных определений плотности образцов, отобранных из шурфа, пройденных в точке проведения пенетрации.

Точность определения параметров грунта методами РК при пенетрации не уступает лабораторным определениям. Радиоактивный каротаж комплексируется с методом статического зондирования грунтов в процессе вдавливания зонда (табл. XXII.11).

Для изучения динамики подземных потоков применяют метод радиоактивных изотопов (РИ) [110]. При этом используют способ контрольных скважин или способ пусковых скважин. Способ контрольных скважин осуществляется по схеме на рис. XXII.4. Используется одна пусковая и не менее четырех контрольных скважин. Расстояние b берется равным

$$b = kdn + 2\Delta + dk + 2db,$$

где dn и dk — диаметры фильтров пусковой и контрольных скважин; k — коэффициент дренирующего влияния скважины, равный 1—2; $\Delta = l \operatorname{tg} \alpha$ — расширение потока; α — угол расхождения потока, равный 1—3°, в рыхлых грунтах; l и db — расстояния, показанные на рис. XXII.4.

Рекомендуемые l: для песков — 2 м; гравия и галечника — 3 м, трещиноватых пород — 5—10 м. Время движения РИ на расстоянии l оценивают, исходя из значений коэффициента фильтрации, см/с: для гравия — 3, песка 1—0,01, песчано-глинистого грунта $3 \cdot 10^{-3}$—10^{-4}, глины — 10^{-4}—10^{-7}. В качестве РИ обычно используется ^{131}J в виде NaJ или KJ активностью ~20 мкм при l=20 м и концентраций 0,01—0,1 мкм/л. При неглубоком залегании грунтовых вод и слабых грунтах используют способ координатных измерений: РИ вводится в пусковую скважину, а измерения выполняются по координатной сетке через 0,1—0,2 м путем вдавливания в грунт зонда с коллимированным гамма-детектором.

Способ пусковой скважины применяется, если по условиям техники безопасности способ контрольных скважин неприемлем (используется РИ в ~1000 раз меньшей активности). Измеряют изменение концентрации запущенного в скважину РИ по результатам повторного ГК в ней. Вычисляют коэффициент интенсивности разбавления раствора ξ ($с^{-1}$) по

$$\xi = \frac{1}{t} \lg I_0/I,$$

где I_0 и I — начальные и повторные показания ГК; t — время между измерениями.

Затем определяют расход фильтрационного потока g (в $м^3/с$), проходящего через сечение фильтра скважины,

$$g = \frac{v}{k} \xi$$

Таблица XXII.11

Задачи пенетрационного каротажа

Метод	Решаемая задача	Мешающие факторы
Гамма-каротаж	Литологическое расчленение и оценка глинистости грунтов (при переходе от чистых песков к суглинкам показания ГК изменяются от 1,5 до 3 усл.ед.)	Изменчивость радиоактивности песчаной фракции, непостоянство состава глинистой фракции, изменения содержания алевритовой фракции
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам	Определение влажности грунта, положения уровня грунтовых вод, зоны капиллярного поднятия влаги	Изменение плотности сухого грунта (от 1,4 до 1,8 $г/см^3$ приводит к погрешности в 3 % в оценке влажности). Засоленность грунта (в этом случае применяется НННК)
Плотностной гамма-гамма-каротаж	Определение плотности и пористости грунта	Боковое уплотнение грунта при вдавлении зонда
Статическое зондирование	Определение лобового сопротивления и коэффициента трения грунтов (характеризуют прочностные и деформационные свойства грунтов)	Неравномерность давления на зонд и скорости вдавливания

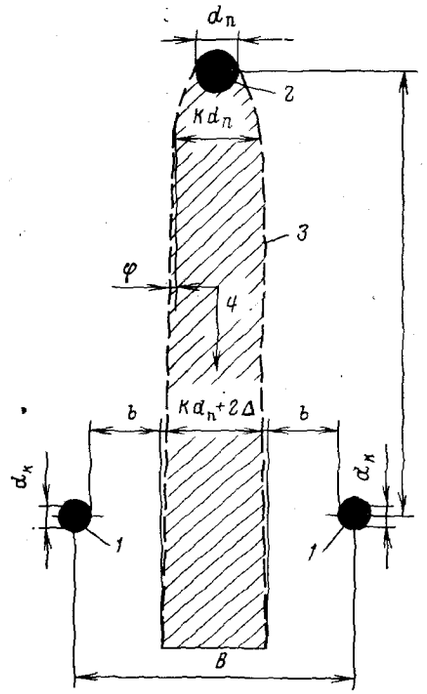


Рис. XXII.4. Схема расположения скважин на экспериментальном участке.

1 — контрольные скважины; 2 — пусковая скважина; 3 — меченый поток; 4 — направление движения потока

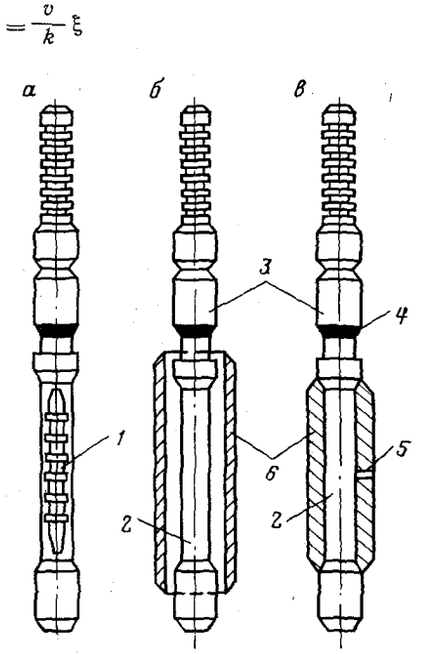


Рис. XXII.5. Зонды с защитным корпусом (*а*), экраном (*б*) и экраном и коллиматором (*в*).

1 — детектор излучения; 2 — защитный корпус; 3 — место размещения предварительного усилителя; 4 — гидроизоляция; 5 — коллимационный канал; 6 — свинцовый экран

и скорость фильтрации v (в м/с)

$$V = \frac{g}{dh},$$

где V — объем воды в скважине; k — экспериментально определяемый коэффициент дренирующего влияния скважины, служащий для пересчета расхода на равное сечение грунта; dh — диаметр скважины и высота воды в ней.

Если известен градиент потока i, то определяется коэффициент фильтрации $k_ф = V/i$. Гамма-каротаж выполняется экранированным зондом, снижающим влияние РИ, находящегося в грунте вблизи скважины.

По данным ГК пусковой скважины может быть установлено направление потока грунтовых вод. В этом случае ГК выполняется коллимированным детектором (рис. XXII.5) и применяется легкосорбирующийся РИ с небольшим периодом полураспада, например ^{115}Cd. Вместо РИ могут использоваться нейтронопоглощающие вещества (B, Cd, Cl) в сочетании с ТННК колимированным прибором.

Совместное применение способов пусковой и контрольных скважин позволяет установить величину эффективной пористости грунта между скважинами

$$k_{п.эф} = V \frac{t_m}{l},$$

где t_m — время между моментами фиксирования максимума концентрации РИ в контрольной скважине и введения его в пусковую.

ЧАСТЬ ШЕСТАЯ

ОТБОР ГРУНТОВ И ФЛЮИДОВ, ПЕРФОРАЦИЯ И ТОРПЕДИРОВАНИЕ

Глава XXIII

МАТЕРИАЛЫ, АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ, ОТБОРА ОБРАЗЦОВ ПОРОД И ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ

Прострелочно-взрывные работы в скважинах (перфорация, разделение пластов, торпедирование и др.), а также боковой отбор образцов пород и опробование пластов осуществляются в основном с помощью аппаратов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле и часто комплексируются с геофизическими исследованиями, в связи с чем они выполняются силами геофизических предприятий.

Эти работы имеют важное значение для правильной оценки продуктивности отдельных скважин и месторождения в целом, запасов нефти, газа, угля и воды, достижения максимально возможной отдачи или приемистости пластов, сокращения сроков бурения, опробования, испытания, освоения и капитальных ремонтов скважин.

§ 106. ВЗРЫВЧАТЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Взрывчатые вещества (ВВ) служат для изготовления зарядов и средств взрывания, используемых в стреляющих перфораторах и торпедах.

Взрывчатые вещества в соответствии с областями их применения подразделяются на следующие группы: инициирующие ВВ, бризантные ВВ и пороха (метальные ВВ).

Инициирующие взрывчатые вещества (ИВВ) применяют в качестве инициаторов взрывных процессов. Их отличительными свойствами являются способность взрываться под влиянием незначительных внешних воздействий и быстрота нарастания скорости взрывного превращения до максимума. Бризантные взрывчатые вещества (БВВ) используют в качестве зарядов перфораторов и торпед, взрывных устройств и детонирующих шнуров. Эти вещества в отличие от ИВВ обладают бóльшей устойчивостью к внешним воздействиям.

Термостойкость ВВ определяется максимальной температурой, которую может выдержать в данных условиях заряд ВВ в течение заданного времени без существенного изменения своих взрывчатых характеристик. Порог термостойкости ВВ зависит от его природы, а также от величины и формы заряда, герметизации, внешнего давления и времени выдержки при заданной температуре.

Метательные ВВ (пороха) применяют для метания пуль в перфораторах и бойков в грунтоносах, установки пакеров, а также для разрыва пласта и термогазохимического воздействия на пласт.

Средства инициирования делятся на средства воспламенения и детонирования (взрывания). Первые дают луч огня, необходимый для воспламенения пороховых зарядов и капсюлей-детонаторов лучевого действия. К ним относятся капсюли-воспламенители, электрозапалы, электровоспламенители, пиропатроны (табл. XXIII.1). От вторых исходит мощный взрывной им-

Таблица XXIII.1

Средства воспламенения

Наименование	Обозначение	Размеры, мм		Термостойкость в течение 6 ч, °С
		диаметр	длина	
Электровоспламенители	ТЭЗ-ЗП	9	10,0	165
	ЭВ-ПТ-Гр	5	5,0	270
Пиропатроны	ПП-9	15	19,3	100
	ППТ-230	15	19,3	230

Таблица XXIII.2

Детонаторы и взрывные патроны

Наименование	Обозначение	Размеры, мм		Условия применения		Термостойкость в течение 6 ч, °С
		диаметр	длина	Среда	Давление, МПа	
Капсюли-детонаторы накального действия	МГ-201	10	16	Воздух	—	80
	КД-Н-13	10	21	»	—	200*
Капсюли-детонаторы лучевого действия	ТКД-2	9	18	»	—	165
	ТКД-200	9	18	»	—	200
	ТКД-260	9	35	»	—	250
Электродетонаторы	ТЭД-2	9	18	»	—	165
	ТЭД-200	9	18	»	—	200
	ТЭД-260	9	35	»	—	250
Взрывные патроны для корпусных кумулятивных перфораторов	ПВПД-160	14	50	»	—	160
	ПВПД-200	14	50	»	—	200
	ЭДПВ-250	10	75	»	—	250
Герметичные взрывные патроны	ПВГУ-4	19	80	Скважинная жидкость	50	130
	ПВГУ-5	14	75	То же	80	160
	ПВГУ 250/1500	16	100	»	150	230

* При термостойкости в течение 6 сут.

пульс для непосредственного возбуждения детонации ВВ. К этим средствам принадлежат детонаторы, взрыватели, взрывные патроны, детонирующие шнуры (табл. XXIII.2, XXIII.3).

§ 107. БОКОВЫЕ ГРУНТОНОСЫ

Боковые стреляющие грунтоносы (табл. XXIII.4) предназначены для отбора образцов пород из стенок нефтяных, газовых и углеразведочных скважин, не закрепленных колонной обсадных труб. В общем объеме раздробленного бокового образца, отобранного стреляющим грунтоносом, имеются кусочки породы ненарушенной структуры, по которым проводят качественную оценку нефтегазонасыщенности и количественные определения открытой пористости, плотности, карбонатности и гранулометрического состава коллекторов нефти и газа.

Грунтонос для нефтяных и газовых скважин (рис. XXIII.1) состоит из корпуса со ствольными отверстиями, в которых размещены бойки, пороховые заряды и электроконтактные цепи последних. Бойки прикрепляются к корпусу канатами. В корпусе размещены провода, соединяющие электроконтакты пороховых зарядов с соответствующими контактами штепсельного разъема в головке грунтоноса. Для ориентации бойков относительно стенки скважины грунтонос снабжен центраторами.

Спуск грунтоноса в скважину осуществляется на одножильном бронированном каротажном кабеле. Отбор образцов осуществляется снизу вверх, начиная с нижнего интервала. После установки грунтоноса в намеченной точке отбора по кабелю с наземной панели подается ток к скважинному электромеханическому переключателю, с помощью которого электрический импульс направляется к соответствующему пороховому заряду и воспламеняет его. Под давлением пороховых газов боек внедряется в стенку скважины и его керноприемная полость заполняется породой. При подъеме грунтоноса боек выдергивается из стенки скважины прикрепленными к нему канатами. Малогабаритный грунтонос для углеразведочных скважин (рис. XXIII.2) собирается из нескольких секций, содержащих по 3—5 зарядных камер, соединенных общим каналом воспламенения пороховых зарядов. Грунтонос спускается в скважину на трехжильном каротажном кабеле вместе с универсальной головкой (рис. XXIII.3), со-

Таблица XXIII.3

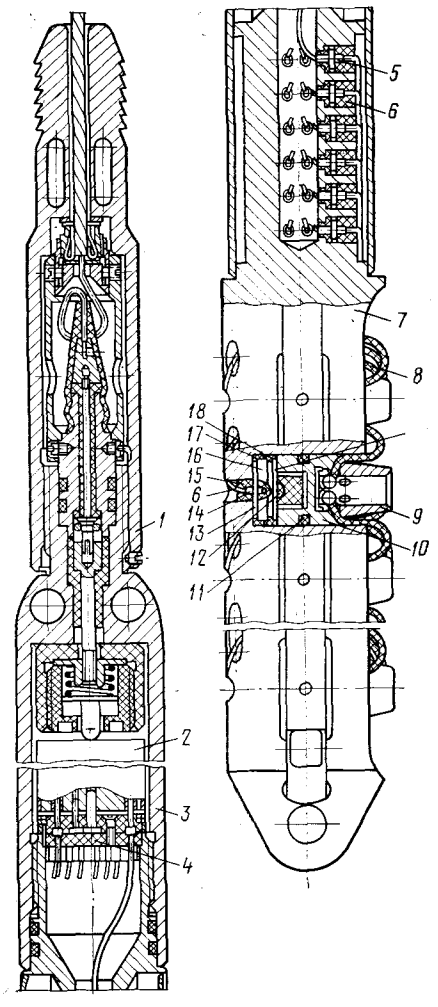
Детонирующие шнуры

Обозначение	Диаметр, мм	Предельные условия применения после 6-часовой выдержки	
		температура, °С	давление, МПа
ДШТ-165	6,0	165	—
ДШТ-180	6,0	180	—
ДШТ-200	6,0	200	—
ДУЗТ-250	5,0	250	—
ДШВ	5,8	100	50
ДШУ-33	8,5	100	50
ДШТТ-180	8,5—10,5	175	80
ДШТТ-250	9,5—11,5	250	150
ДУЗТВ 150/800	6,0—13,0	150	80
ДУЗТВ 170/1000	6,0—13,0	170	100
ДУЗТВ 250/1500	6,0—13,0	250	150

Таблица XXIII.4

Техническая характеристика стреляющих грунтоносов

Параметр	МСГ90М	ГБС95-180/1000	ГМС40-1	ГМК50
Максимальный поперечный размер грунтоноса, мм, с бойками для пород				
мягких	115	125	—	50
плотных	93,5	95	—	50
Минимальный диаметр скважины, мм	160	160	76	93
Допустимое гидростатическое давление, МПа	70	100	30	20
Допустимая температура в скважине, °С	110	180	110	110
Максимальное число бойков, поступающих в скважину за один спуск	30	30	30	27
Наибольший диаметр, мм, длина, мм, и объем отбираемого образца, см³, для пород				
мягких ($p_{ш} \leqslant 5 \cdot 10^2$МПа)	—	22; 45; 17	12; 30; 3,4	13; 35; 4,7
твердых [$p_{ш} = (5 \div 10) \cdot 10^2$МПа]	14; 40; 6,2	14; 40; 6,2	10; 30; 2,3	10, 35; 2,7
Длина, мм, и масса, кг, грунтоноса при максимальном числе бойков	2600; 82	2700; 86	3780; 25	3400; 50,2



◀

Рис. XXIII.1. Устройство стреляющего грунтоноса ГБС 95-180/1000.

1 — кабельный наконечник; *2* — переключатель; *3* — кожух; *4* — штепсельный разъем; *5* — электроконтакт; *6* — пробка резиновая; *7* — корпус грунтоноса; *8* — канат; *9* — наконечник бойка; *10* — пята; *11* — кольцо резиновое; *12* — электровоспламенитель; *13* — прокладка изоляционная; *14* — контакт штепсельный; *15* — электропровод; *16* — дисковый контакт; *17* — манжета резиновая; *18* — прокладка изоляционная

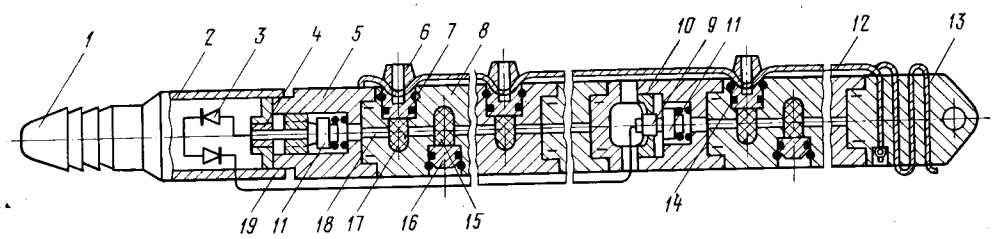


Рис. XXIII.2. Малогабаритный грунтонос ГМС 40-1.

1 — кабельный наконечник; *2* — универсальная головка; *3* — диод; *4* — изолятор; *5* — зажигательная головка; *6* — боек; *7* — шпилька форсирования; *8* — корпус секции; *9* — электровывод; *10, 11* — пиропатроны; *12* — канат; *13* — наконечник; *14* — кольцо резиновое; *15, 17* — пороховые заряды; *16* — компенсатор; *18* — огнепроводный канал; *19* — прижим

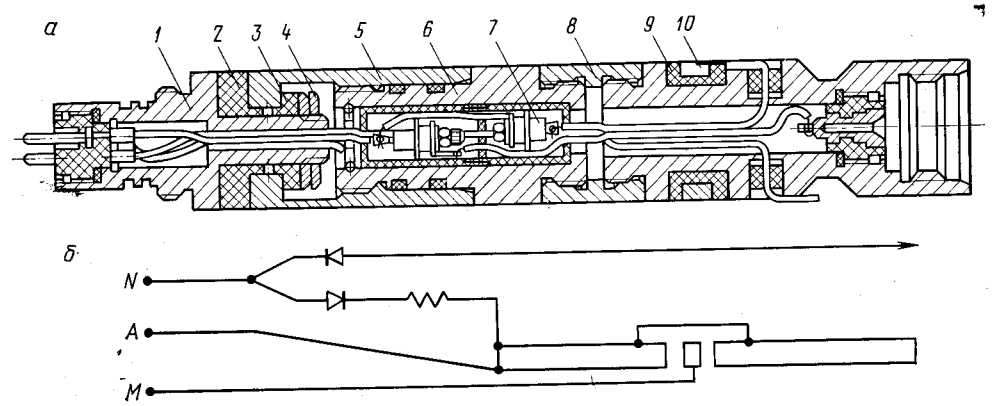


Рис. XXIII.3. Универсальная головка к грунтоносу ГМС 40-1.

а — устройство головки; *б* — электрическая схема; *1* — корпус, *2, 3* — изоляционные втулки; *4* — прижим; *5* — стакан; *6* — корпус диодного переключателя; *7* — диод; *8* — муфта; *9* — изолятор зонда; *10* — зонд БТК; *A, N, M* — жилы кабеля

держащей диодный переключатель и зонд бокового токового каротажа (БТК).

Используя зонд БТК и одну жилу кабеля, устанавливают бойки грунтоноса относительно угольного пласта с точностью 3—5 см. Через другую жилу кабеля и диодный переключатель последовательно за два залпа отстреливают нижнюю и верхнюю группы секций грунтоноса. Бойки стреляющих грунтоносов имеют полые наконечники цилиндрической, утолщенной конусной или овальной формы. Наиболее эффективно осадочные породы с твердостью $p_ш = (1 \div 1{,}2) \cdot 10^4$ МПа (проба Л. А. Шрейнера по вдавливанию штампа) отбирают бойки с утолщенной головкой конусной формы.

Боковые сверлящие керноотборники СКО-8-9 (одноотборный) и СКМ-8-9 (многоотборный) (табл. XXIII.5) служат для извлечения образцов горных пород из стенок необсаженных скважин, пробуренных долотом № 8 и 9. Сверлящие керноотборники работают на каротажном кабеле КТБД-6 с использованием серийного наземного оборудования, включающего подъемник и станцию типа АКС/Л.

Аппаратура сверлящего керноотборника состоит из скважинного прибора, пульта управления, разделительно-повышающего трансформатора, служащего для повышения напряжения и разделения токов от промышленной сети, протекающих в керноотборнике, а также соединительного кабеля, передающего электроэнергию к электродвигателю и информацию о работе прибора на поверхность. Скважинный прибор сверлящего керноотборника показан на рис. XXIII.4. Один конец вала ротора электродвигателя имеет связь через систему шестерен и разгонно-ударный механизм с буром, а противоположный приводит во вращение шестеренчатый гидравлический насос, создающий давление в узле прижатия прибора к стенке скважины, промывочном насосе и узле подачи бура с поршнем.

После спуска прибора в скважину на заданную глубину и прижатия его к стенке скважины с пульта управления подается команда на регулятор подачи бура и производится выбуривание образца. При этом зона разрушения горной породы промывается пульсирующим потоком скважинной жидкости, образуемым рабочим поршнем и золотниковым распределителем, включенным в гидросистему прибора. После выбуривания керна всей гидравлической системе придается обратное движение, при котором возвращается в исходное состояние бур и прижимной рычаг. Отобранные последующие керны выталкивают предыдущие из бура в кассету.

Таблица XXIII.5

Техническая характеристика сверлящих керноотборников

Параметр	СКО-8-9	СКМ-8-9
Диаметр скважины, мм	190—214	190—214
Диаметр, мм, и длина, мм, керна	22; 30—40	22; 20—45
Число отбираемых образцов за спуск	4	10
Время выбуривания одного образца, мин	2—6	3—5
Максимальное гидростатическое давление окружающей среды, МПа	70	70
Максимальная температура, °С	100	100
Длина прибора, мм	2200	2850
Масса, кг	90	120

§ 108. ОПРОБОВАТЕЛИ ПЛАСТОВ

Опробователи пластов, спускаемые на каротажном кабеле, изолируют при помощи прижимного герметизирующего элемента небольшой участок стенки скважины от ее ствола, вызывают приток жидкости и газа из пласта в результате перепада между давлениями в пласте и емкости прибора, герметизируют и выносят на поверхность отобранные пробы жидкости и газа. С помощью дистанционных датчиков давления и притока регистрируют заполнение емкости опробователя жидкостью и газом, а также изменение давления в ней.

В необсаженных нефтяных и газовых скважинах применяют опробователи типа ОПН, в обсаженных — типа ОПО, в гидрогеологических и структурно-поисковых — типа ОПГ, в углеразведочных — типа ОПУ различных типоразмеров (табл. XXIII.6). Для детальных гидродинамических исследований разреза необсаженных скважин используют действующую на принципе опробователя аппаратуру исследования притоков и пластовых давлений АИПД.

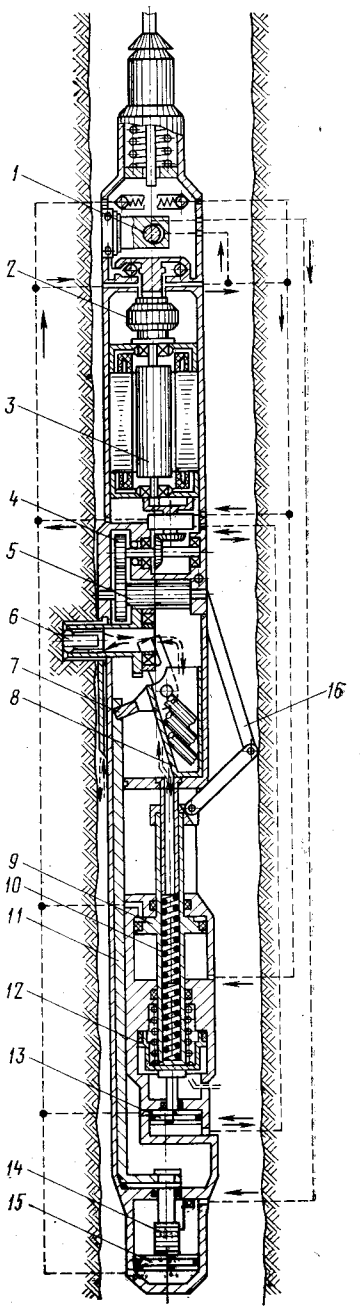


Рис. XXIII.4. Сверлящий керноотборник СКМ-8-9.

1 — регулятор подачи бура; *2* — гидравлический насос; *3* — электродвигатель; *4* — разгонно-ударный механизм; *5* — промежуточная шестерня; *6* — бур; *7* — вилка; *8* — кассета; *9* — поршень прижимного узла; *10* — пружина аварийного затягивания прижима; *11* — тяга; *12* — поршень промывочного насоса; *13* — привод промывочного насоса; *14* — датчик выхода бура (резистор); *15* — поршень подачи бура; *16* — рычаг прижима

Таблица XXIII.6

Техническая характеристика опробователей пластов

Параметр	ОПН-7-10	ОПН-140	ОПН-5-7	ОПН-112	ОПГ-4,9	ОПУ-65	АИПД-7-10	ОПО-5-6
Диаметр скважин, мм	196—280	196—280	146—190 (по долоту)	146—214	112—243	76—132	190—280	125—152 (по колонне)
Минимальное давление в скважине, обеспечивающее срабатывание прибора, МПа	4	9	9	9	0,5	0,5	0,5	5
Максимальное допустимое давление, МПа	100	100	100	150	50	30	32	60
Максимальная рабочая температура, °С	150	150	200	200	70	70	70	120
Объем пробосборника, л	8	8	5	5	5,5	4,5	18,5	6
Число циклов срабатывания **без подъема из скважины**	4—8	4—8	5	4—6	12—15	8	15—25	1
Ток питания привода (постоянный), А	0,6	1	0,6	1	1,3	1,3	2,5	0,8
Габариты скважинного прибора, мм								
длина	3240	3440	3200	3060	2800	3700	3840	2850
диаметр	102	102	92	90	80	65	110	100
поперечный размер по герметизирующему элементу	140	140	112	112	95	65	150	115
Масса прибора, кг	115	120	80	100	80	65	150	90

В опробователях для мелких скважин — ОПГ и ОПУ для выполнения механических операций применяют электропривод, а в ОПН и ОПО — энергию гидростатического давления столба жидкости в скважине.

Опробователи типа ОПО оснащаются кумулятивным зарядом ВВ для создания дренажного канала в обсадной колонне, цементе и пласте. Для необсаженных скважин в ОПН-7-10 может устанавливаться кумулятивный заряд, позволяющий вскрыть загрязненную прискважинную зону пласта. Приборы ОПН-140 и ОПН-1212 оснащены регуляторами депрессии и противоаварийными устройствами. Для работ с опробователями используют трехжильный бронированный кабель.

Действие опробователя ОПГ-4-7 в гидрогеологических скважинах (рис. XXIII.5). После установки прибора на участке опробования включается реверсивный электродвигатель, через редуктор и винтовую пару перемещающий вниз управляющий шток. Последний открывает прижимное устройство, прибор прижимается башмаком к стенке скважины, клапан закрывается, а клапан сообщает пробосборник с участком опробования. После завершения операции электродвигатель вращают в обратную сторону и управляющий шток поступает в прежнее положение, закрывая при этом клапан пробосборника и убирая прижимное устройство, в результате полость отбора соединяется со стволом скважины.

Действие аппаратуры АИПД-7-10 для исследования притока и давления. Аппаратура позволяет за один спуск в скважину многократно возбуждать приток в 15—25 участках разреза, исследуя их гидродинамические параметры.

Для привода прибора используется реверсивный электродвигатель, через редуктор и винтовую пару перемещающий управляющий шток. После герметизации исследуемого участка открывается клапан пробоприемника емкостью 0,8 л. Последний имеет два подвижных поршня, перемещаемых поступающими из пласта жидкостью и газом. Второй из поршней обладает противодавлением и перемещается лишь после достижения в пробоприемнике заданного давления. Это позволяет зарегистрировать на диаграмме давления процесс притока из пласта на разных депрессиях, а после полного подъема давления в пробоприемнике — величину пластового давления. При обратном движении штока открывается клапан большого пробосборника емкостью 18,5 л, куда сбрасываются поступившие из пласта жидкость и газ, освобождая пробоприемник для следующей операции.

После работ на скважинах проводится контрольная разборка опробователей.

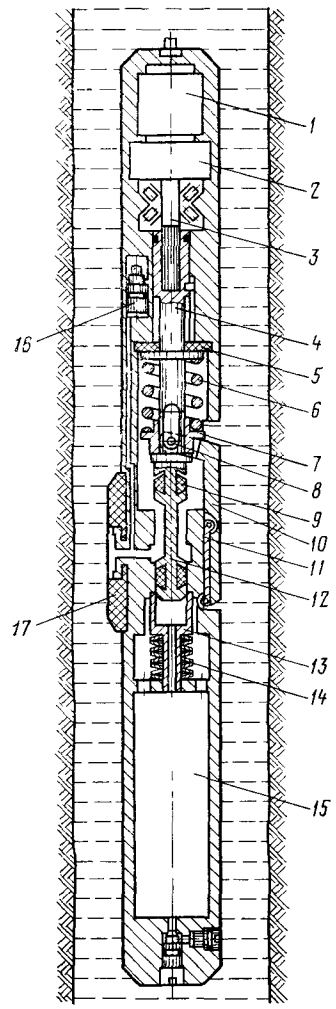


Рис. XXIII.5. Принципиальная схема опробователя пластов для гидрогеологических скважин.

1 — электродвигатель; *2* — редуктор; *3* — винтовая пара; *4* — управляющий шток; *5* — амортизатор; *6* — пружина; *7* — опора рычага; *8* — ось; *9* — клапан; *10* — прижимное устройство; *11* — рычаг прижимного устройства; *12* — клапан; *13* — защитная втулка; *14* — пружина; *15* — пробосборник; *16* — преобразователь давления; *17* — башмак

Проверяется отсутствие механических повреждений на посадочных и уплотняемых поверхностях клапанов, кранов, резиновых уплотнений. Перед сборкой детали промывают керосином, каналы продувают сжатым воздухом. Золотниковые распределители промывают спиртом. Пробосборник и каналы, ведущие к нему, дополнительно промывают горячей водой и протирают. Гидравлическую систему тщательно заполняют рабочей жидкостью (трансформаторным или веретенным маслом, а при температурах в скважинах более

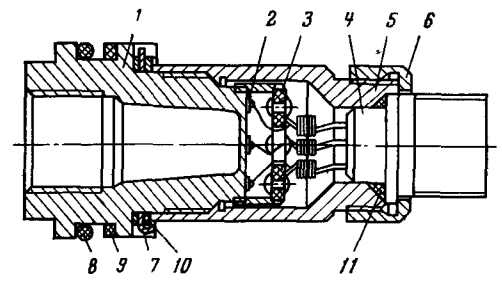


Рис. XXIII.6. Преобразователь давления мембранный тензометрический ПДМТ.

1 — упругий элемент; *2* — полупроводниковые тензорезисторы; *3* — плата, *4* — разъем; *5* — корпус, *6* — гайка накидная; *7* — шайба стопорная; *8* — кольцо уплотнительное, *9* — шайба защитная; *10*, *11* — уплотнения

140 °С — специальной кремнийорганической жидкостью) и опрессовывают. Периодически в соответствии с инструкциями производят опрессовку прибора внешним давлением, а пробосборника — внутренним.

Опробователи комплектуют наземными пультами, набором преобразователей давления с разными пределами измерений, индикаторами притока, сменными узлами привода на различные диапазоны давлений, приспособлениями для извлечения **проб** жидкости и газа, замера их объема и давления, ручным насосом, подставками.

Преобразователь давления аналоговый ПДА преобразует давление в унифицированный электрический выходной сигнал. Он включает преобразователь давления, мембранный тензометрический ПДМТ, устанавливаемый в скважинном приборе, и наземный пульт. Для передачи информации и питания преобразователя ПДМТ используют две жилы и броню кабеля.

Таблица XXIII.7

Техническая характеристика преобразователей ПДМТ

Обозначение преобразователя	Диапазон измеряемых давлений, МПа	Диапазон температур, °С	Погрешность, %
ПДМТ-25	0—25	(—10)—(+100)	±1,5
ПДМТ-40	0—40	(—10)—(+100)	±1,5
ПДМТ-60	0—60	(—10)—(+120)	±1,5
ПДМТ-80	0—80	(—10)—(+160)	±2,5
ПДМТ-100	0—100	(—10)—(+160)	±2,5
ПДМТ-120	0—120	(—10)—(+200)	±2,5

Примечание. Ток питания 30±4 мА. Выходной сигнал на верхнем пределе давления 1 В. Габариты ПДМТ, мм: диаметр 30, длина 115.

Таблица XXIII.8

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов

Перфоратор	Обозначение	Нарружный диаметр перфоратора, мм	Минимальный проходной диаметр в колонне труб, мм	Средняя объемная масса перфоратора, кг/дм³	Предельные параметры применения (термобаростойкость)		Размеры пробитого канала, мм			
					T, °С	$p_т$, МПа	длина $l_к$ при		диаметр $d_к$	
							$p_{ш}$=700 МПа	$p_{ш}$=400 МПа	в породе при	
									$p_{ш}$=700 МПа	$p_{ш}$=400 МПа
1	2	3	4	5	6	7	10	11	12	13	14
Пулевой с вертикально-криволинейными стволами	ПВН90Т	90	118	7,0	160	100	200	230	20	20	20
	ПВТ73	73	98	7,0	160	100	230	265	20	20	20
	ПВК70	70	98	7,0	160	100	270	365	25	25	25
Кумулятивный корпусный многократного использования	ПК105ДУ	105	124	4,5	180	100	145	165	8,3	8,5	10,0
	ПК95Н	95	118	4,5	200	120	255	290	12,0	13,0	15,0
	ПК85ДУ	85	98	4,9	180	100	95	108	5,0	7,0	8,5
	ПК80Н	80	98	4,5	200	120	185	210	10,0	11,0	13,0
Кумулятивный корпусный однократного использования	ПКО89	89	109	3,5	180	60	250	285	14,0	12,0	14,0
	ПКОС89	89	118	4,5	250	150	285	325	14,0	12,0	14,0
	ПНКТ89	89	118	3,5	180	100	По стали $\sigma_т$=700 МПа	53	11,0	—	—
	ПКО73	73	89	3,5	180	60		40	10,0	—	—
	ПКОС73	73	98	4,5	250	150		30	8,0	—	—
	ПНКТ73	73	98	3,5	180	100	275	365	14,0	12,0	14,0
	ПКОС60	60	76	4,5	190	150	165	190	8,0	8,0	10,0
	ПКОС38	38	45	7,4	200	120	145	165	10,5	8,0	9,5
	ПКОС32	32	38	7,4	200	120	200	230	11,0	10,0	12,0
Кумулятивный бескорпусный с извлекаемым каркасом	ПКС105Т	105	124	3—6	150	80	150	170	10,0	10,0	12,0
	ПКС80Т	80	98	3—6	150	80	130	135	8,0	8,0	10,0
	ПКС65	65	76	3—6	150	80					
Кумулятивный бескорпусный разрушающийся	КПРУ65	65	76	2,5—5,3	150	80					
	ПР54	54	62	2,5—5,3	150	80					
	ПР43	43	50	2,5—5,3	150	80					

Примечания к графам 2. Кроме перфораторов ПКО имеются перфораторы с опорными трубами ПКОТ89 и ПКОТ73, термобаростойкость которых достигает 200 °С и 120 МПа. 4. Минимальные проходные диаметры даны для плотности жидкости, заполняющей скважину $\delta_ж < 1{,}6$ г/см³. При $\delta_ж > 1{,}6$ /см³ проходные диаметры должны быть увеличены. 5. Объемная масса корпусных перфораторов дана без учета груза. Объемная масса бескорпусных кумулятивных перфораторов приведена с учетом одного груза, причем меньшая цифра относится к 100 зарядам в сборке, а большая — к 10 зарядам. 6. Предельные температуры применения даны для 6-часового нагрева. 10—14. Размеры каналов даны для случая пробивания одной стенки трубы толщиной 10 мм из стали группы прочности «Д», слоя цементного камня за ней толщиной 25 мм сернистой выдержки ($\sigma_ж \approx 20$ МПа) и горной породы (искусственного песчаника), насыщенной 5 %-ным раствором NaCl с твердостью по штампу $p_ш$=700 и 400 МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении $p_в$=0,1 МПа). Длина канала $l_к$ измерена от внутренней стенки трубы до конца канала (для пулевых и торпедных перфораторов до носика пули). Для получения длины канала в породе $l_{к.п}$ необходимо вычесть из $l_к$ 35 мм; для получения свободной длины канала при пулевой перфорации необходимо вычесть из $l_{к.п}$ кроме того, длину закупоривающей канал части пули — от носика до конца ее цилиндрической части у ПВН90 и ПВТ73 — 38 мм, у ПВК70 — 54 мм. Диаметр канала $d_к$ дан в стенке трубы — в свету (минимальный) и в породе — на середине длины канала.

Таблица XXIII.9

Кумулятивные перфораторы

Вид	Корпусные (группа кумулятивных зарядов, детонирующий шнур и взрывной патрон помещены в общий герметичный корпус)		Бескорпусные (каждый заряд помещен в индивидуальную герметичную оболочку, детонирующий шнур и взрывной патрон находятся в контакте с внешней средой)	
Тип	С извлекаемым корпусом многократного использования	С извлекаемым корпусом однократного использования	Частично разрушающиеся (с извлекаемым монтажным каркасом и грузом)	Полностью разрушающиеся (с извлекаемым верхним грузом)
Обозначение	ПК	ПКО, ПКОТ, ПКОС, ПНКТ	ПКС	КПР, ПР

Примечание. Корпус перфоратора типа ПНКТ, спускаемого на трубах, может быть оставлен в скважинах на время ее испытания или эксплуатации.

В измерительном преобразователе ПДМТ (рис. XXIII.6, табл. XXIII.7) давление воздействует на мембрану упругого элемента *1*. При ее деформации изменяется активное сопротивление полупроводниковых тензорезисторов *2*, наклеенных на мембрану в областях растягивающих и сжимающих напряжений и представляющих два плеча измерительного моста. Это вызывает разбаланс последнего, сбалансированного перед измерением с помощью регулируемых сопротивлений измерительного пульта. Вызываемый изменением давления выходной сигнал регистрируется каротажным осциллографом в масштабе времени. Пульт включает наземные плечи измерительного моста, регулировочные и балластные сопротивления и блок питания. Преобразователи давления периодически тарируют с помощью грузопоршневых манометров, поверяемых органами Госстандарта.

Индикатор притока обеспечивает контроль и регистрацию заполнения пробосборника жидкостью и газом. Он монтируется в пробосборнике и содержит блок резисторов, подключенных к семи контактным стержням разной длины, размещенным в цилиндрических воздушных полостях, выполненных в блоке из электроизоляционного материала. Гибкий резиновый компенсатор индикатора заполняется электропроводящей жидкостью (триэтиленгликоль) до уровня нижней поверхности электроизоляционного блока. При подъеме давления воздуха в пробосборнике вследствие его заполнения воздух в воздушных полостях сжимается и жидкость поочередно замыкает контакты резисторов индикатора. С помощью наземного пульта регистрируется ступенчатая диаграмма притока.

Техническая характеристика индикатора притока

Максимальная допускаемая температура, °С	150
Максимальное внешнее давление, МПа	100
Число дискретных сигналов	7
Выходной сигнал каждой секции, мА	1
Питание стабилизированным напряжением, В	56
Диаметр, мм	50
Длина, мм	305
Масса, кг	2

Передвижная лаборатория ОПЛ-1 при использовании опробователей пластов монтируется на шасси автомобиля ГАЗ-66 в кузове СГК и обеспечивает весь комплекс работ по опробованию пластов: подготовку аппаратуры, тарировку преобразователей, управление опробователем, регистрацию диаграмм давления и притока, КС, ПС, кавернограмм, определение физических параметров проб жидкости, хроматографический анализ проб газов. Лаборатория ОПЛ-1 включает ряд панелей лаборатории АКС-Л/7 и хроматограф ХГ1Г.

§ 109. СТРЕЛЯЮЩИЕ ПЕРФОРАТОРЫ

Стреляющие перфораторы служат (табл. XXIII.8) для вскрытия пластов после закрепления ствола скважины колонной обсадных труб и цементирования затрубного пространства. Их применяют также для повышения отдачи и приемистости пластов (в сочетании с солянокислотной обработкой, гидравлическим разрывом пласта и воздействием на пласт давлением пороховых газов), а в некоторых случаях для специальных работ (простреливание бурового и эксплуатационного инструментов для восстановления циркуляции жид-

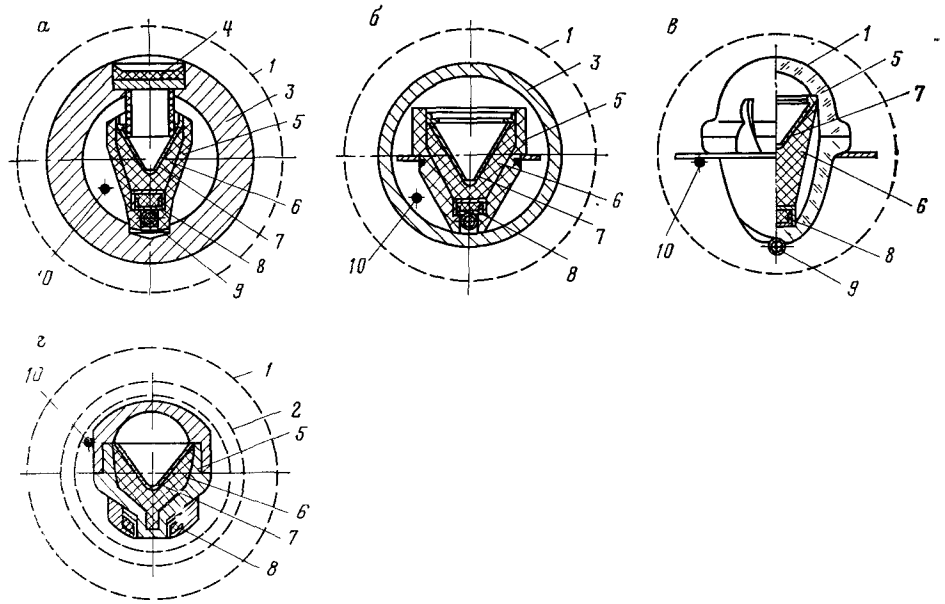


Рис. XXIII.7. Поперечные разрезы основных типов кумулятивных перфораторов и зарядов к ним.

а — корпусный многократного использования (ПК105), *б* — корпусный однократного использования (ПКО73); *в* — бескорпусный частично разрушающийся с извлекаемой лентой (ПКС 80); *г* — бескорпусный полностью разрушающийся (ПР54); *1* — внутренний контур обсадной колонны, *2* - контуры колонны насосно компрессорных труб, *3* — корпус перфоратора, *4* — загерметизированное гнездовое отверстие, *5* —оболочка заряда, *6* — шашка ВВ, *7* — облицовка кумулятивной выемки, *8* — промежуточный детонатор, *9* — детонирующий шнур, *10* — электропровод к взрывному патрону

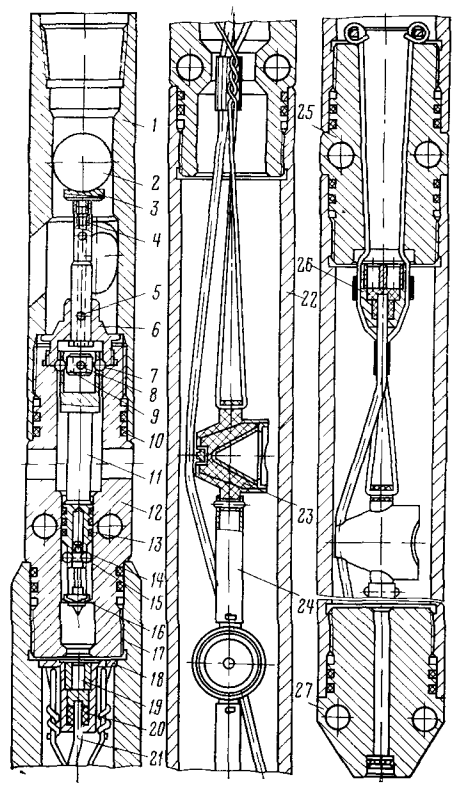


Рис. XXIII.8. Перфоратор ПНКТ73.

1 — муфта-переходник к колонне насосно-компрессорных труб; *2* — резиновый шар; *3* — упор штока; *4* — шток; *5, 8, 14* — чека; *6* — стопорная гайка; *7, 15* — предохранительные шарики; *9* — втулка; *10, 13* — уплотнительные кольца, *11* — ударник; *12* — корпус взрывного устройства; *16* — боек; *17* — корпус головки; *18* — пластмассовый корпус устройства инициирования (УИ); *19* — капсюль-детонатор; *20* — шашки ВВ; *21* — ДШ; *22* — корпус перфоратора; *23* — кумулятивные заряды; *24* — соединительная втулка; *25* — переходник; *26* — устройство передачи детонации (УПД); *27* — наконечник

кости в скважине, обсадной колонны при дополнительном цементировании затрубного пространства и др.).

Стреляющие перфораторы подразделяются на кумулятивные и пулевые. Их спускают в скважину на каротажном кабеле и приводят в действие импульсом электрического тока Некоторые из стреляющих перфораторов, например кумулятивные типа ПНК, могут быть спущены на колонне труб и приведены в действие механическим способом.

Кумулятивная перфорация основана на пробивном действии кумулятивных струй, создаваемых при взрыве группы кумулятивных зарядов, спускаемых в скважину в перфораторах. Инициирование взрыва кумулятивных зарядов производят с помощью детони-

Таблица XXIII.10

Баллистические данные пулевых перфораторов

Параметр	ПВН90	ПВТ73	ПВК70
Масса пули (с обтюратором), г	120	120	210
Диаметр пули, мм	20	20	25
Начальная скорость пули (при выходе из криволинейного жолоба), м/с	850	930	750

рующего шнура и взрывного патрона (или другого взрывного устройства), действующего от электрического или ударного импульса.

По способу герметизации зарядов кумулятивные перфораторы делятся на два класса — корпусные и бескорпусные (табл. XXIII.9, рис. XXIII.7). У корпусных кумулятивных перфораторов взрывчатые материалы не контактируют с внешней средой. Стальной корпус выдерживает высокие гидростатические давления, благодаря чему термо-баростойкость этих перфораторов значительно выше, чем бескорпусных. Неразрушающийся корпус принимает на себя действие продуктов детонации ВВ и осколков оболочек зарядов. В связи с этим применение корпусных кумулятивных перфораторов предпочтительно в тех случаях, когда имеется опасность повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня, а также нежелательно загрязнение скважины остатками перфоратора и зарядного комплекта.

Таблица XXIII.11

Пропускная способность каналов, пробитых зарядом кумулятивного перфоратора ПК103 в искусственном песчанике, помещенном в мишень

Тип жидкости	$\delta_ж$, г/см³	Δp, МПа	$k_{с.к}$
Вода	1,0	—1 (репрессия)	0,81
Глинистый раствор	1,1	То же	0,153
Утяжеленный раствор	1,6—2,0	»	0,081
Вода	1,0	1 (депрессия)	1,0

Примечание. Данные получены при гидростатическом давлении 20 МПа, геостатическом 50 МПа, длине и диаметре канала в песчанике соответственно 110 и 10 мм.

Перфораторы ПКО и ПКОТ можно спускать в скважину на насосно-компрессорных трубах; в этом случае они обозначаются ПНКТ и имеют в своей верхней части взрывное ударное устройство, приводимое в действие путем введения на поверхности в поток жидкости, нагнетаемой в насосно-компрессорные трубы, резинового шара (рис. XXIII.8).

У бескорпусных кумулятивных перфораторов каждый заряд заключен в индивидуальную герметичную оболочку, разрушающуюся при взрыве (материал оболочки — стекло, ситалл, литой алюминий, пластмасса и т. п.), но выдерживающую окружающее

Таблица XXIII.12

Пороховые генераторы давления

Параметр	АСГ. 105К	ПГД. БК-100	ПГД. БК-150	ПГД- БК-200	АДС. 5	АДС. 6
Наружный диаметр, мм	105	95	95	95	112	112
Воспламенитель	ТЭЗ-ПЗ	ПП-9	ППТ-230	ППТ-230	Электрическая спираль накаливания	
Допустимое гидростатическое давление, МПа						
максимальное	35	80	80	100	35	35
минимальное	1,5	5	5	5	3	3
Предельная температура, °С	100	100	150	200	100	100
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм	122	118	118	118	130	130

Таблица XXIII.13

Техническая характеристика взрывных пакеров ВП

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Длина без переходника и груза, мм	Масса без переходника и груза, кг
ВП 88	88	475	5,15
ВП 92	92	490	6,30
ВП 102	102	535	7,90
ВП 110	110	570	9,64
ВП 118	118	605	11,62
ВП 135	135	605	15,68
ВПМ 88	88	725	9,54
ВПМ 92	92	742	10,18
ВПМ 102	102	805	13,42
ВПМ 110	110	880	16,92
ВПМ 118	118	888	20,15
ВПМ 135	135	963	27,88

давление, причем детонирующий шнур и взрывной патрон находятся в непосредственном контакте с окружающей средой. Эти особенности позволяют повысить мощность заряда при данном диаметре колонны труб и увеличить число одновременно спускаемых зарядов, однако ограничивают термо-баростойкость перфоратора. Вместе с тем взрыв зарядов перфоратора возбуждает волны напряжений в окружающей среде, вызывающие повышенные деформации обсадной колонны и затрубного цементного камня.

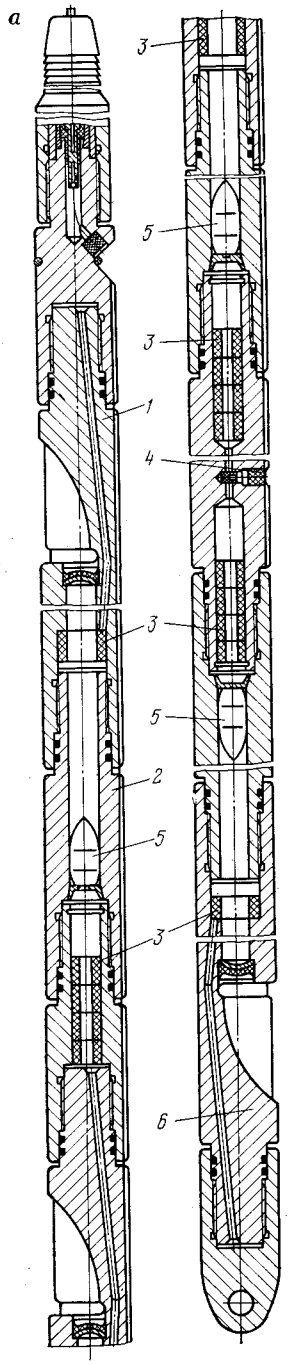
При пулевой перфорации воспламенение пороховых зарядов производят с помощью пиропатронов или электровоспламенителей, срабатывающих от электрического импульса.

Среди пулевых перфораторов в зависимости от расположения и формы стволов, в которых разгоняются пули, различаются перфораторы с горизонтальным расположением стволов и вертикально-криволинейными стволами. В настоящее время в СССР применяют только последние типа ПВН, ПВТ, ПВК (рис. XXIII.9, табл.

Таблица XXIII.14

Техническая характеристика взрывных пакеров ВПШ

Параметр	ВПШ82		ВПШ102	
	Пакер	Камера	Пакер	Камера
Наружный диаметр, мм	82	82	102	100
Длина, мм	375	863	404	861
Масса, кг	9,6	24,6	15,6	33,7



XXIII.10), которые благодаря большой длине стволов имеют высокую мощность. Для направления пули в сторону стенки скважины на конце каждого ствола имеется криволинейный желоб, который изменяет направление движения пули на угол около 60° к оси перфоратора, в результате чего в пласте создается наклонный

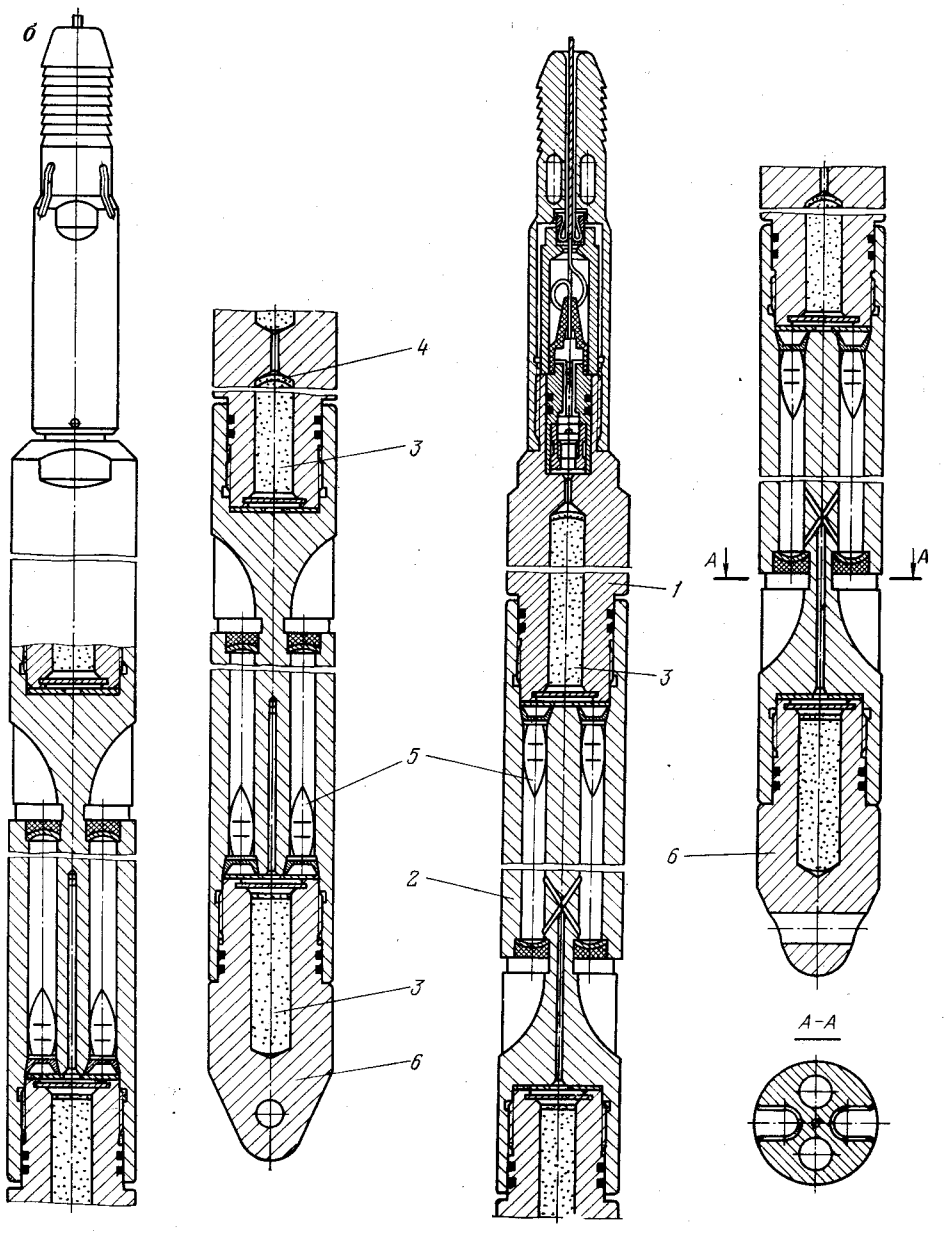


Рис. XXIII.9. Пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами ПВК (*а*) и ПВН90Т (*б*).

1 — головка; *2* — секция; *3* — пороховые заряды; *4* — воспламенители; *5* — пуля; *6* — наконечник

канал. В перфораторе ПВК70 для повышения скорости пули имеются дополнительные кольцевые пороховые заряды. Благодаря большому диаметру пули (20—25 мм) вокруг канала, пробитого в плотных породах, создается сеть трещин.

Пробивную способность перфораторов определяют на специальных мишенях, помещаемых в сосуд высокого давления или в скважину (см. табл. XXIII.8). Пробивная способность пулевых перфораторов сильнее зависит от твердости преград, чем у кумулятивных (рис. XXIII.10 и XXIII.11). В связи с этим применение последних предпочтительнее при твердости пород $p_ш >$

> 450 МПа и наличии дополнительных обсадных колонн в зоне перфорации.

Гидродинамическая эффективность вскрытия пласта перфорацией оценивается коэффициентом гидродинамического совершенства скважины $k_с$:

$$k_с = \frac{\ln \frac{Z_к}{Z_с}}{\ln \frac{Z_к}{Z_с} + C},$$

где $Z_к$ — радиус контура питания дренажа скважины; $Z_с$ — радиус ствола скважины; C — суммарный безразмерный коэффициент скин-эффекта, образовавшегося при вскрытии пласта бурением и перфорацией.

Слагаемое C, относящееся к характеру вскрытия пласта перфорацией C_2, в значительной степени зависит от размеров и плотности расположения перфорационных каналов. Величину C_2 можно оценить по графикам, полученным с помощью электролитической модели перфорированной скважины.

Существенное влияние на C и $k_с$ оказывают пропускная способность каналов и состояние породы в прискважинной зоне после вскрытия пласта бурением и зонах, прилегающих к каналам, после перфорации. Исследование пропускной способности каналов осуществляют на специальных установках, моделирующих условия на границе «пласт — скважина». При этом определяют коэффициент совершенства канала $k_{с.к}$, равный отношению величин потоков хорошо очищенного керосина через реальный и идеальный каналы одинакового размера в мишени при определенном перепаде давления Δp. В табл. XXIII.11 показано влияние на $k_{с.к}$ направления перепада давления в момент перфорации (репрессия или депрессия) и плотности жидкости $\delta_ж$ в скважине.

Кроме механической закупорки каналов, существенное влияние оказывает воздействие на горную породу раствора, поступающего в пласт при его вскрытии бурением и перфорацией, если пласт находится под действием репрессии. Последний эффект уменьшается при вскрытии пластов на депрессии или равенстве давлений, а также при заполнении интервала перфорации жидкостью, не содержащей твердой фазы и не взаимодействующей отрицательно с породой пласта.

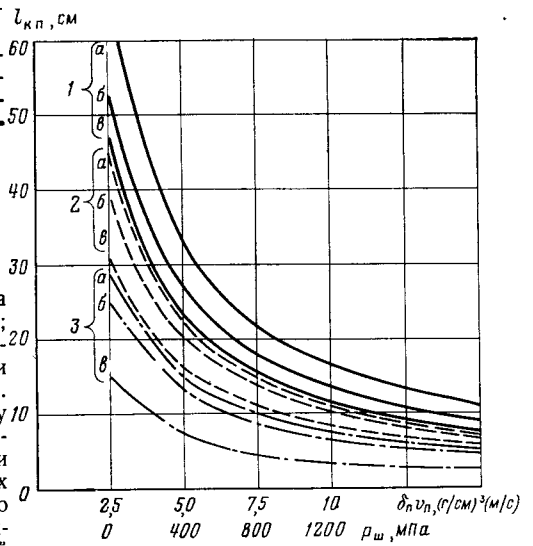


Рис. XXIII.11. Зависимость длины канала $l_{к.п}$ в горной породе, простреливаемых пулевыми перфораторами (после пробития 10 мм стенок труб группы прочности «D» и 25 мм слоев цементного камня в горной породе от ее твердости $p_ш$ и акустической жесткости $\delta_п v_п$.

Типы перфораторов: *а* — ПВН70, *б* — ПВТ73, *в* — ПВН90Т; *1-3* — соответственно 1-я, 2-я и 3-я стенки трубы и цементных слоев

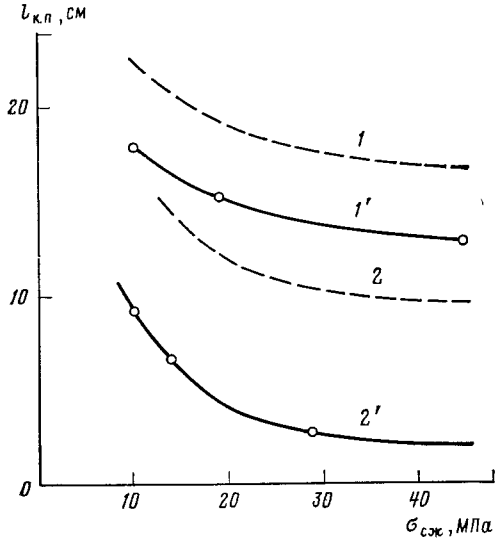


Рис. XXIII.10. Зависимость длины каналов, пробиваемых зарядом кумулятивного перфоратора ПК103, от прочности на сжатие керна из песчано-цементной смеси при одном и двух стальных дисках толщиной 12 мм группы прочности «К» и одном и двух цементных слоях по 25 мм (по данным Б. Д. Панова и И. В. Наюка).

1, *2* — полная длина канала $l_к$ соответственно при одном и двух стальных дисках; *1′*, *2′* — длина канала — $l_{к.п}$ в керне

§ 110. ПОРОХОВЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

Пороховые генераторы давления предназначены для повышения проницаемости прискважинной зоны горных пород для увеличения отдачи (приемистости) пластов за счет механического, теплового и химического воздействий на них пороховых газов.

Применяются корпусные и бескорпусные пороховые генераторы давления (рис. XXIII.12, табл. XXIII.12). В корпусном генераторе АСГ.105К пороховой заряд (ПЗ) из семи трубчатых шашек размещен в стальной камере сгорания, которая изолирует его от скважинной жидкости и воспринимает давление окружающей среды. Давление газов в камере $p_к$ не зависит от давления в скважине $p_с$, если $p_с \leqslant 0{,}8\ p_к$. Камера сгорания

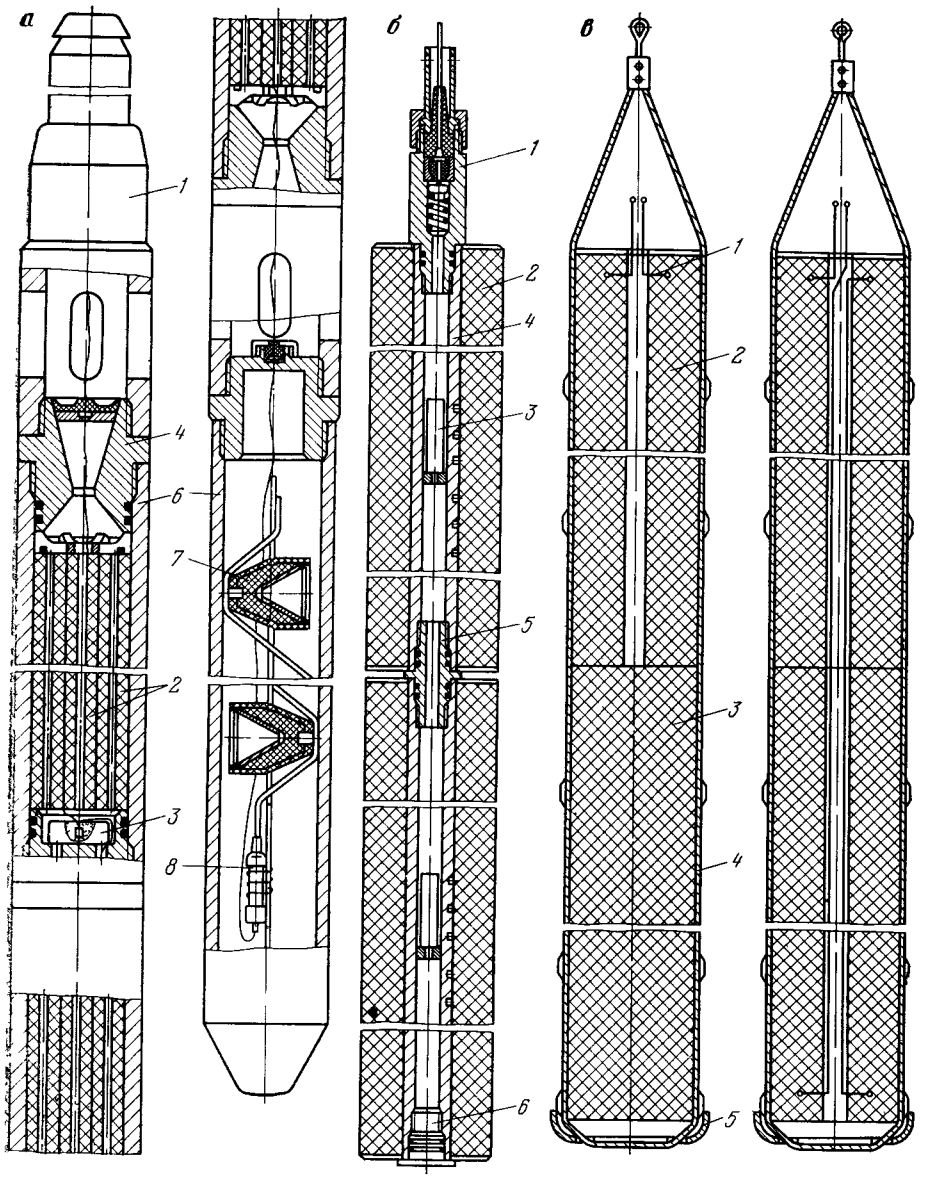


Рис. XXIII.12. Устройство порох овых генераторов давления.

а — корпусный генератор АСГ.105К: *1* — головка, *2* — пороховой заряд, *3* — воспламенитель, *4* — коническое сопло, *5* — камера сгорания, *6* — корпус перфоратора, *7* — кумулятивный заряд, *8* — взрывной патрон; *б* — бескорпусный генератор ПГД.БК: *1* — головка, *2* — пороховой заряд, *3* — воспламенитель, *4* — опорная труба, *5* — штуцер, *6* — заглушка; *в* — бескорпусный генератор АДС-5,6: *1* — электроспираль накаливания, *2*, *3* — пороховые заряды, *4* — трос, *5* — поддон

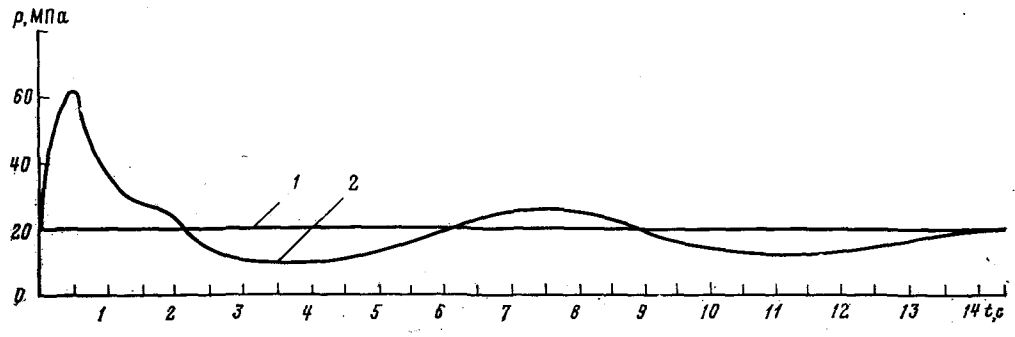


Рис. XXIII.13. Изменение давления p в скважине со временем t при горении порохового заряда генератора ПГД. БК

снабжена профилированным коническим соплом. С помощью изменения площади его наименьшего сечения регулируют величину $p_к$.

Генератор АСГ.105К можно применять вместе с 10-зарядным корпусным кумулятивным перфоратором ПКО89, с помощью которого, одновременно с воспламенением ПЗ простреливаются дополнительные каналы в стенках скважин, повышающие эффективность воздействия пороховых газов.

Спуск АСГ.105К в скважину производят на трехжильном бронированном кабеле, одну жилу которого используют для одновременного взрывания кумулятивных зарядов и воспламенения ПЗ, а две другие — для воспламенения аварийного заряда в случае прихвата генератора в скважине.

Бескорпусные генераторы подразделяются на герметичные (ПГД.БК) и негерметичные (АДС). Первые включают несколько соединенных между собой трубчатых ПЗ, каждый из которых изолирован от скважинной жидкости тонкой неметаллической оболочкой, обеспечивающей горение заряда изнутри по возрастающей поверхности. Изменение давления в скважине при горении ПЗ показано на рис. XXIII.13. Давление окружающей среды воспринимает ПЗ и опорная труба, размещенная в его центральном канале. Поджигание всех ПЗ осуществляют одновременно с помощью пиропатрона, установленного в корпусе кабельного наконечника и пиротехнических воспламенителей, расположенных в опорных трубах каждого ПЗ.

В генераторах давления АДС ПЗ не имеют герметичной оболочки и находятся в контакте со скважинной жидкостью. Горение зарядов происходит вначале по торцевым, а затем и боковым поверхностям. Соединение ПЗ осуществляют с помощью стальных тросов, которые размещают в наружных продольных пазах ПЗ, а воспламенение производят с помощью электрических спиралей накаливания, вмонтированных в верхний и нижний заряды (минимальный ток воспламенения 1,5 А).

Спуск бескорпусных генераторов давления обоих типов производят на одножильном кабеле.

При проведении работ с пороховыми генераторами давления зону горения ПЗ не отделяют от верхней части скважины пакером, так как его роль выполняет скважинная жидкость. Измерение пикового давления, создаваемого в скважине при горении ПЗ, осуществляют крешерным прибором. Регистрацию изменения $p_с$ во времени производят тензометрическим датчиком давления ДМТ, который размещают в специальном наконечнике. Спуск генератора с датчиком ДМТ производят на трехжильном бронированном кабеле.

Генераторы АСГ.105К и ПГД.БК позволяют кратковременно создавать в скважине давление, значительно превышающее полное горное давление $p_г$, оказывая на прискважинную зону пласта преимущественно механическое воздействие и вызывая в определенных условиях образование остаточных трещин в горных породах. Эти генераторы следует применять, когда необходимо осуществить разрыв пласта, причем на малых глубинах предпочтительнее использовать АСГ.105К.

Генераторы давления АДС в основном служат для термогазохимического воздействия на прискважинную зону пласта. Продолжительность горения из ПЗ составляет несколько десятков секунд, а создаваемое давление меньше полного горного. При использовании быстрогорящего заряда АДС можно также применять для разрыва пласта.

§ 111. ВЗРЫВНЫЕ ПАКЕРЫ

Взрывные пакеры применяются в интервалах скважин, закрепленных обсадными трубами.

Взрывной пакер ВП (рис. XXIII.14, табл. XXIII.13) предназначен для установки разобщающих мостов при

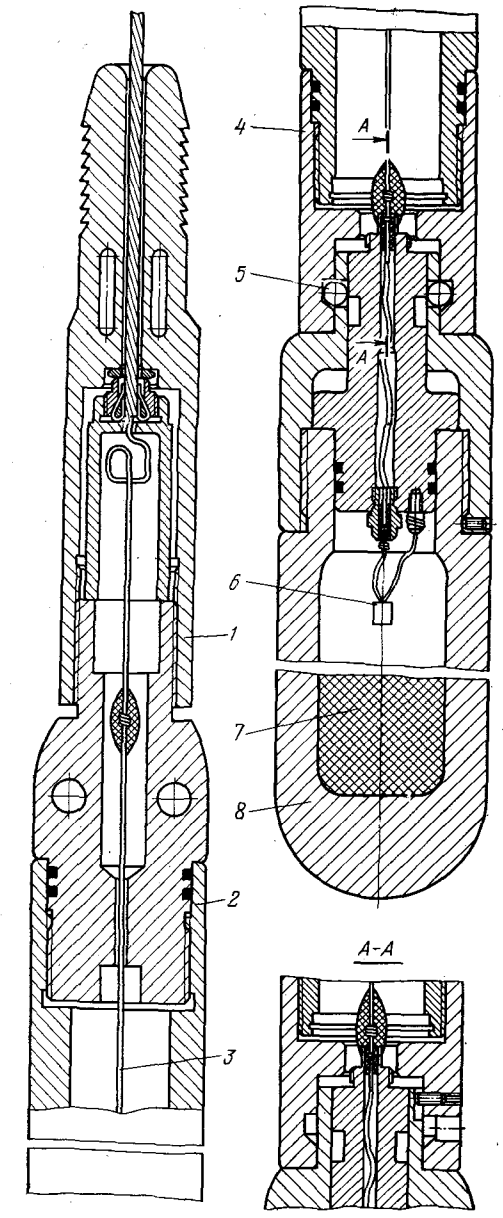


Рис. XXIII.14. Взрывной пакер ВП.
1 — кабельный наконечник; *2* — соединительный корпус; *3* — электропровод; *4* — переходник; *5* — стопорный шарик; *6* — электровоспламенитель; *7* — пороховой заряд; *8* — корпус

гидростатическом давлении до 58,8 МПа и температуре до 120 °С. Давлением пороховых газов корпус ВП необратимо деформируется до прочного сцепления с внутренними стенками обсадной трубы, тем самым создавая надежное разобщение. Одновременно происходит разъединение переходника и корпуса ВП. Груз и переходник извлекаются на поверхность и используют-

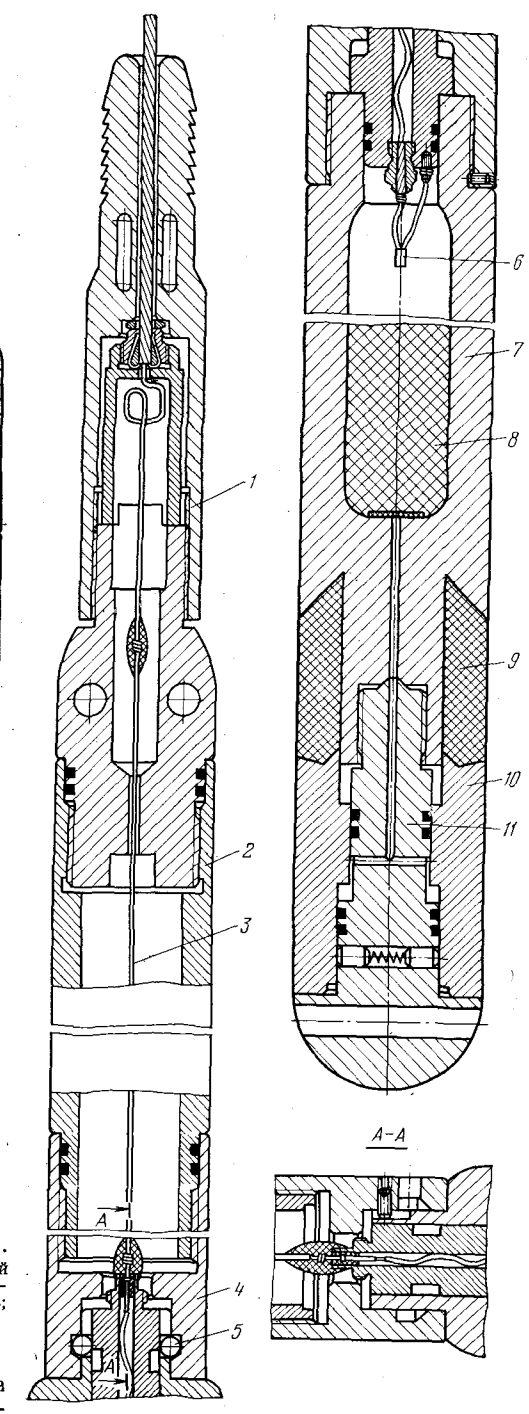


Рис. XXIII.15. Манжетный взрывной пакер ВПМ.
1 — кабельный наконечник; *2* — соединительный корпус; *3* — электропровод; *4* — переходник; *5* — стопорный шарик; *6* — электровоспламенитель; *7* — корпус; *8* — пороховой заряд; *9* — резиновая манжета; *10* — поршень; *11* — опора

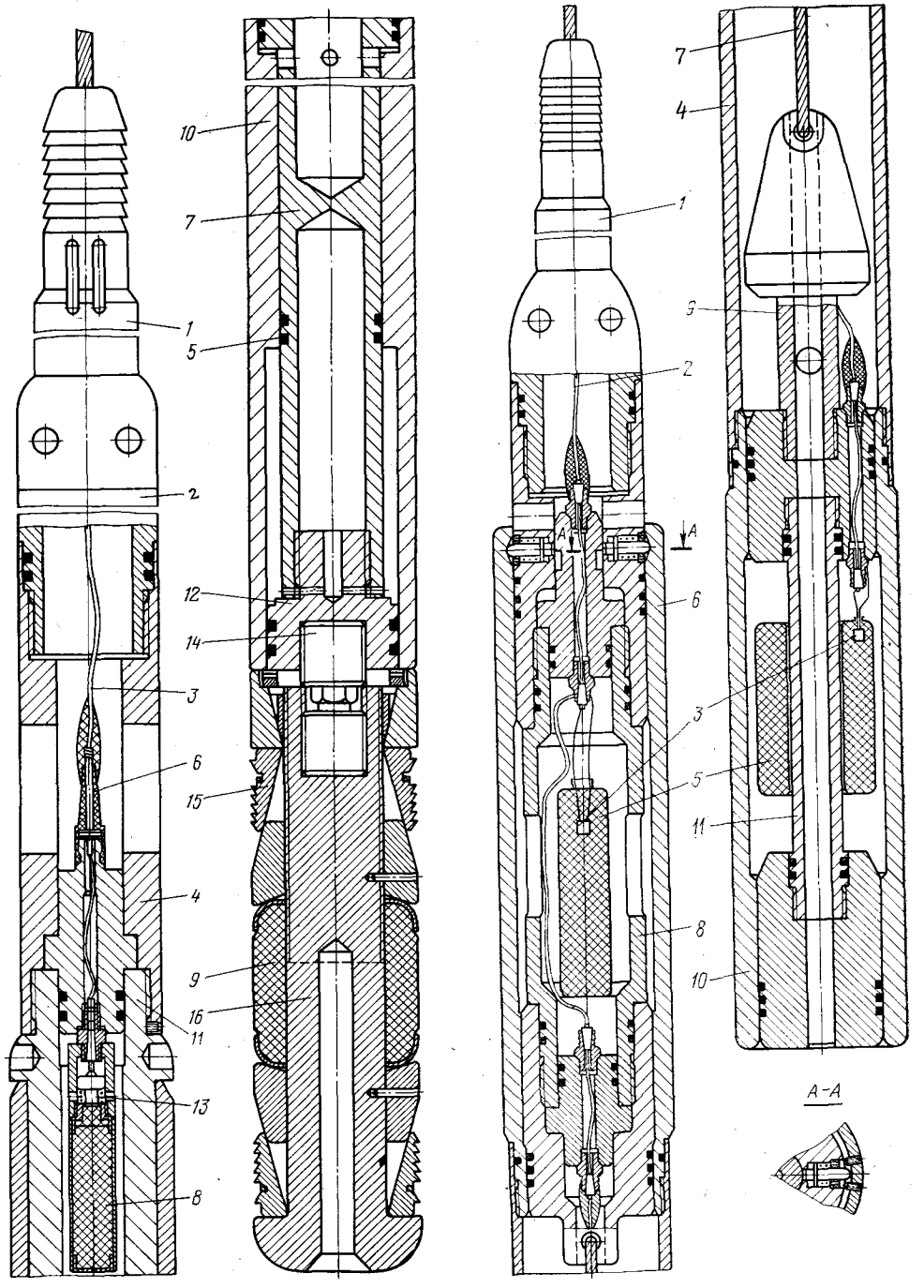


Рис. XXIII.16. Шлипсовый взрывной пакер ВПШ.

1 — кабельный наконечник; *2* — головка; *3* — электропровод; *4* — переходник *5* — уплотнительное кольцо; *6* — уплотнительный конус; *7* — соединительный корпус; *8* — пороховой заряд; *9* — манжета; *10* — гильза; *11* — корпус; *12* — поршень; *13* — пиропатрон; *14* — соединительный штуцер; *15* — шлипс; *16* — шток

Рис. XXIII.17. Кольцевой взрывной пакер КВП.

1 — кабельный наконечник; *2* — электропровод; *3* — электровоспламенитель; *4* — корпус; *5* — заряд; *6* — верхнее уплотнение; *7* — кабель; *8* — верхняя камера; *9* — конус; *10* — нижнее уплотнение; *11* — нижняя камера

Таблица XXIII.15

Техническая характеристика взрывных пакеров КВП

Параметр	КВП118	КВП135
Наружный диаметр, мм	118	135
Длина верхнего узла, мм	700	700
Длина нижнего узла, мм	700	740
Масса верхнего узла, кг	25,3	35,2
Масса нижнего узла, кг	19,7	29,8
Минимальный диаметр проходного сечения пакера после установки его в скважине, мм	82	100
Максимальное давление в пласте, подлежащем изоляции, МПа	19,6	19,6

ся многократно. Остающиеся в скважине детали — корпус, пробка и накидная гайка, выполненные из алюминиевого сплава, при необходимости могут быть разбурены. В качестве заряда используется дымный ружейный порох ДРП. Воспламенение заряда осуществляется от электровоспламенителей ТЭЗ-ЗП или ЭВПТ.

Манжетный взрывной пакер ВПМ (рис. XXIII.15, см. табл. XXIII.13) предназначен для установки разобщающих мостов при гидростатическом давлении до 78,4 МПа и температуре до 150 °С. В отличии от взрывного пакера ВП давление из корпуса по каналу в нижней его части передается под поршень, который сжимает и в этом состоянии фиксирует двумя фиксаторами резиновую манжету, дополнительно герметично перекрывающую ствол скважины. Средства для заряда и его воспламенения те же, что и для ВП.

Шлипсовый взрывной пакер ВПШ (рис. XXIII.16, табл. XXIII.14) предназначен для установки разобщающих мостов в скважинах с гидростатическим давлением до 147 МПа и температурой до 200 °С. В качестве заряда используется заряд ЗВПШ из специального пороха массой 120 г. Воспламенение заряда осуществляется от пиропатрона ППТ 200 или ППТ 230.

Кольцевой взрывной пакер КВП (рис. XXIII.17, табл. XXIII.15) предназначен для изоляции верхнего или среднего пласта либо части его в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, а также для отсечения неисправного участка обсадных труб, указанных скважин. Применяется при гидростатическом давлении до 29,4 МПа и температуре до 100 °С. Под действием давления пороховых газов верхнее и нижнее уплотнения необратимо деформируются до полного прилегания к стенкам скважины, изолируя участок обсадной трубы.

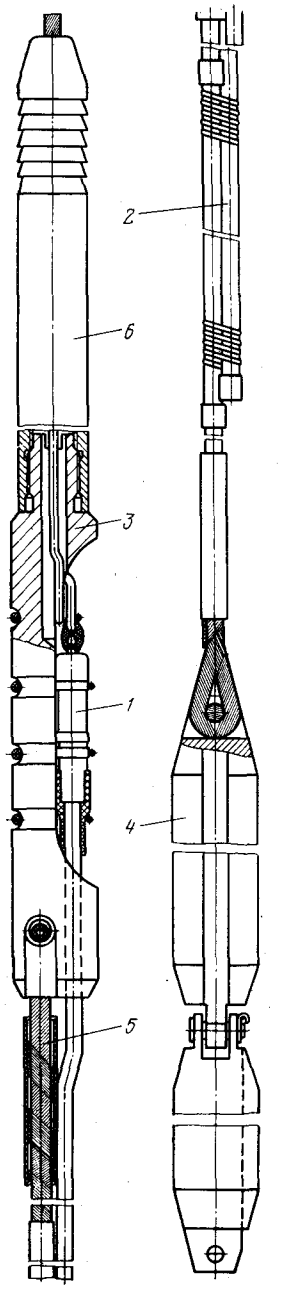


Рис. XXIII.18. Торпеда из детонирующего шнура термостойкая ДТШ-Т-50.

1 — взрывной патрон; *2* — детонирующий шнур; *3* — корпус; *4* — груз; *5* — трос

Таблица XXIII.16

Техническая характеристика торпед ТДШ и ТШТ

Обозначение	Размер торпеды		Масса снаряженной торпеды, кг	Размер заряда		Температура применения, °С
	максимальный диаметр, мм	общая длина с грузом, мм		длина, м	диаметр, мм	
ТДШ-Т-50	50	$(3,5—50)\cdot10^3$	18—35	1—50	—	100—230
ТШТ 20/22	22,5	1780	3,155	0,51	20	120—250
ТШТ 25/28	28,5	1930	4,150	0,70	25	120—240
ТШТ 35/40	42,0	1872	12,98	0,70	35	100—230
ТШТ 43/48	50,0	1875	13,92	0,70	43	100—230
ТШТ 50/55	57,0	1703	17,0	0,70	50	100—230
ТШТ 65/70	72,0	1505	18,85	0,50	65	100—220

Из-за разности диаметров посадочных мест под действием давления пороховых газов камеры выталкиваются из уплотнения вверх, извлекаются на поверхность и используются многократно. Остающиеся в скважине уплотнения, соединенные трубой, перекрывая необходимый интервал, сохраняют в то же время часть проходного сечения скважины, достаточный для спуска насосно-компрессорных труб. Средства для заряда и его воспламенения те же, что для ВП.

§ 112. ТОРПЕДЫ

Торпеда из детонирующего шнура термостойкая ТДШ-Т-50 (рис. XXIII.18, табл. XXIII.16) предназначена для ликвидации прихватов труб в скважинах методом отвинчивания и встряхивания при гидростатическом давлении до 98 МПа и температуре до 200 °С (при отвинчивании ослабляется резьбовое соединение, при встряхивании — связь бурильной трубы с материалом, образовавшим прихват).

При подрыве взрывного патрона детонация передается на детонирующий шнур, а от него на остальной заряд. Корпус, груз и трос после взрыва извлекаются из скважины и используются многократно.

Торпеда шашечная термостойкая ТШТ (рис. XXIII.19, см. табл. XXIII.16) предназначена для ликвидации прихватов труб в скважинах путем их обрыва. При подрыве взрывного патрона детонация от него передается на заряд ВВ, взрыв которого приводит к обрыву бурильных труб. Груз извлекается на поверхность и используется многократно. Максимальные температуры применения ТШТ в зависимости от применяемых для их изготовления ВВ приведены в табл. XXIII 16. Максимальное внешнее гидростатическое давление равно 147 МПа.

Кольцевые кумулятивные труборезы ТРК (рис. XXIII.20, табл. XXIII. 17) предназначены для перерезания прихваченных насосно-компрессорных, обсадных и бурильных труб, имеющих гладкое проходное отверстие; они не пригодны для перерезания труб, имеющих концы, высаженные внутрь. При

Таблица XXIII.17

Техническая характеристика труборезов ТРК и торпед ТКО

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Максимальный параметр, при котором возможно применение	
		давление, МПа	температура, °С
ТРК 45	45	78,4	150
ТРК 55	55	78,4	150
ТРК 68	68	78,4	150
ТРК 85	85	78,4	150
ТРК 90	90	49	150
ТРК 110	110	49	100
ТКОТ 60	60	78,4;147	150,200,230
ТКОТ 70	72	98	150,200
ТКОТ 120	122	78,4;98	150,200
ТКО 120—600	120	58,8	120
ТКО 200	190—200	58,8;78,4	120

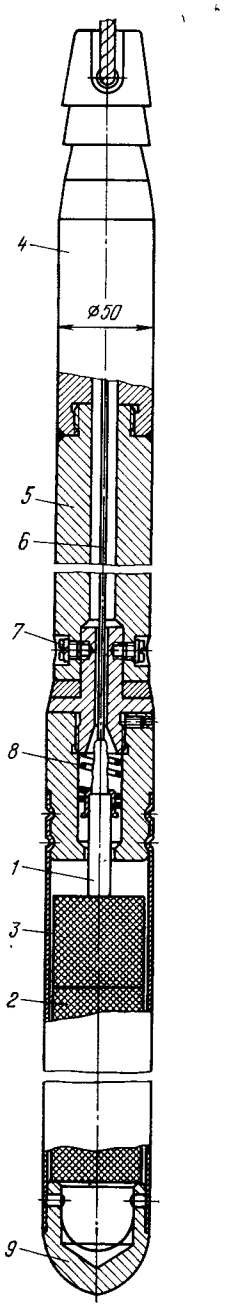


Рис. XXIII.19. Торпеда шашечная термостойкая.

1 — взрывной патрон; *2* — шашка ВВ; *3* — оболочка; *4* — головка; *5* — груз; *6* — электропровод; *7* — стопорный винт; *8* — пружина; *9* — наконечник

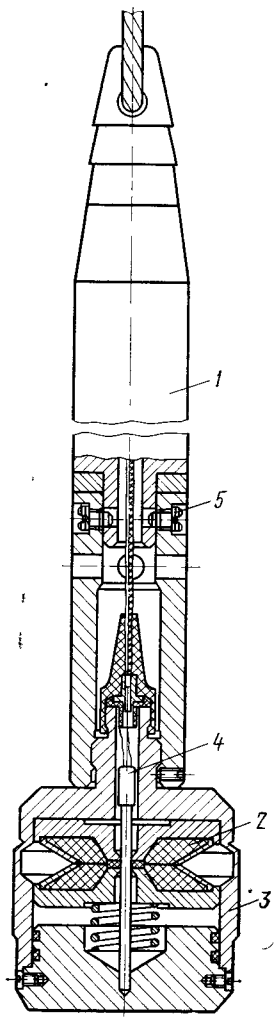


Рис. XXIII.20. Кольцевой кумулятивный труборез ТРК.

1 — головка; *2* — разрез ВВ; *3* — корпус; *4* — электродетонатор; *5* — стопорный винт

детонации заряда образуется кольцевая кумулятивная струя, движущаяся в горизонтальной плоскости. Встретившись с преградой (стенка корпуса трубореза — промывочная жидкость — перерезаемая труба), кольцевая кумулятивная струя пробивает ее.

Торпеды кумулятивные осевого действия ТКО (рис. XXIII.21, см. табл. XXIII.17) предназначены для разрушения металлических предметов (долот, их частей и пр.) в стволе скважины. Взрывом ТКО металлические предметы разрушаются на отдельные куски, которые затем извлекаются из скважины, например, магнитом. Для спуска торпед ТКО на бурильных трубах (обеспе-

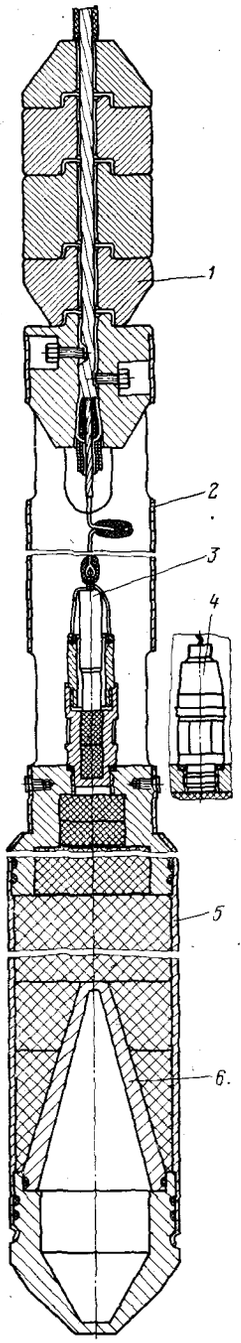


Рис. XXIII.21. Торпеда кумулятивная осевого действия ТКО.

1 — груз; *2* — переходник; *3* — взрывной патрон; *4* — взрыватель; *5* — корпус; *6* — кумулятивная воронка

чивает посадку торпеды непосредственно на разрушаемый предмет за счет промывки ствола и забоя скважины и передачи осевого усилия на торпеду при частичной разгрузке бурильных труб) имеются специальные устройства (УСТ 120 и УСТ 200).

§ 113. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И УСТРОЙСТВА

Электромеханические переключающие устройства ПЗОТ, СП2 и ИСП (табл. XXIII.18) предназначены для управления огнем стреляющих грунтоносов и состоят из наземной панели управления и скважинного переключателя. Выпуск устройств ПЗОТ и СП2 прекращен. Устройство ИСП снабжено диодным выпрямителем цепи питания и схемой индикации срабатывания скважинного переключателя, который состоит из понижающего трансформатора, пускового электромагнита, пружинного привода, контактного диска с ползуном, редуктора, пускового устройства с храповым механизмом, кулачка и контактов индикации переключения.

Переключающее устройство (рис. XXIII.22) работает следующим образом.

Для выстрела первого бойка с панели управления клавишей «Огонь» (кнопочный переключатель В1-3) на скважинный переключатель подается напряжение постоянного тока от выпрямительного моста *Д1 — Д4*. При этом электромагнит ЭМ замыкает контакты подрыва *К2*, которые включают ток в первичную обмотку запального трансформатора *ТР1* переключателя и от его вторичной обмотки через ползун контактного диска *В1*, плату *П1* ток подается на электровоспламенитель первого порохового заряда.

Повторным включением и выключением тока осуществляется перевод переключателя на следующую позицию и подготовка к выстрелу второго бойка. Во время перевода ползуна *В1* на вторую позицию кратковременно замыкаются контакты индикации *К1* и срабатывает счетчик позиции, что обеспечивает контроль за работой скважинного переключателя.

Локаторы муфт (табл. XXIII.19) предназначены для определения местоположения в стволе скважины муфтовых и замковых соединений трубных колонн, для точной установки стреляющих аппаратов в интервале взрывных работ. Применяют два типа локаторов муфт: ЛР — для работы с радиометром; ЛП — с перфоратором.

Локатор муфт ЛР предназначен для работы с радиометрами НГГК-57, НГГК-60, ТРК и ДРСТ. Он состоит из скважинного прибора и наземной панели.

Скважинный прибор локатора ЛР (датчик и усилитель) заключен в кожух из немагнитной стали и соединяется кабелем с радиометром. Датчик локатора представляет собой дифференциальную магнитную

Таблица XXIII.18

Техническая характеристика переключающих устройств для стреляющих грунтоносов МСГ, ГБС

Показатель	ПЗОТ	СП2	ИСП
Ток короткого замыкания вторичной обмотки запального трансформатора переключателя, А	10,6	11,0	не менее 6
Напряжение на выходе запального трансформатора, В	6,0	7,0	2,5 (импульс до 20 В)
Напряжение на выходе панели, В			
постоянный ток	—	—	220—440
переменный ток	220—440	220—440	—
Максимально допустимая для переключателя температура окружающей среды, °С	180	250	250
Максимально допустимое давление на кожух переключателя, МПа	80	120	150
Индикация за работой скважинного переключателя	Нет	Нет	Есть
Габариты (диаметр×длина), мм			
переключателя	60×316	60×316	62×316
панели управления	334×192×210	334×192×210	330×225×210

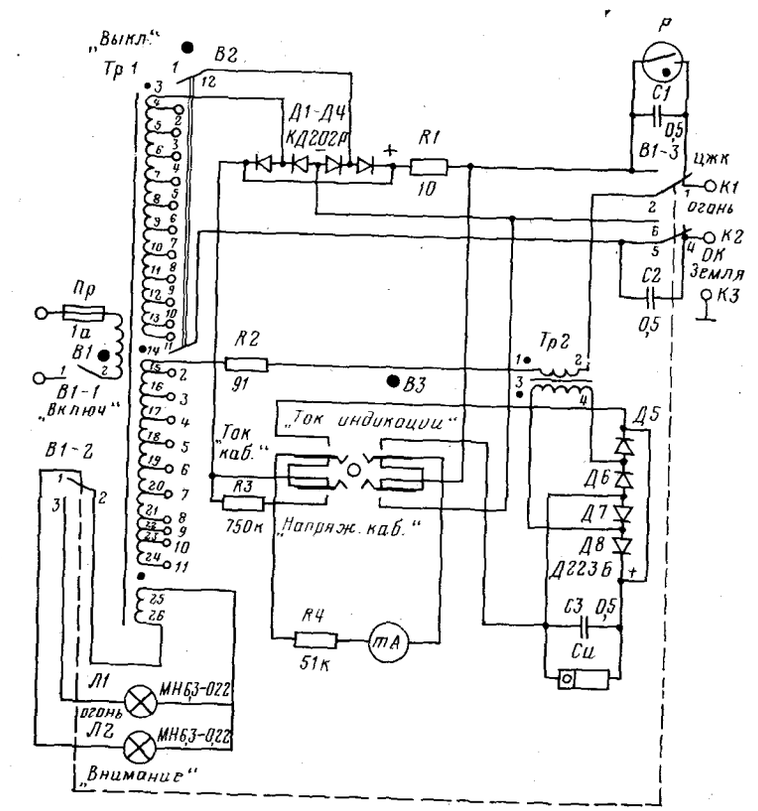


Рис. XXIII.22. Электрическая схема панели управления ИСП.

Таблица XXIII.19

Техническая характеристика локаторов муфт

Показатель	Локатор муфты	
	ЛП	ЛР
Габариты (диаметр×длина), мм		
скважинного прибора	60×890	89×900
магнитов	40×100	62×100
Допустимая скорость движения локатора для уверенной регистрации, м/ч	100—3000	100—1500
Масса скважинного прибора в кожухе, кг	15	18

систему, состоящую из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле.

При перемещении локатора в трубах в местах муфтовых и замковых соединений происходит изменение магнитного сопротивления окружающей среды и в катушке возникает ЭДС индукции, которая регистрируется электроизмерительным прибором или записывается регистратором наземной панели.

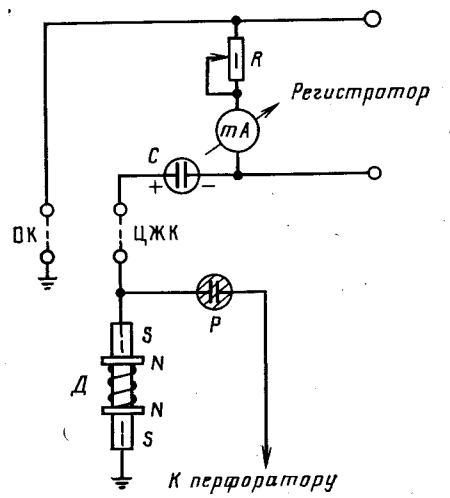


Рис. XXIII.23. Электрическая схема локатора муфт ЛП

Локатор муфт ЛП (рис. XXIII.23) предназначен для работы со стреляющими перфораторами диаметром 60—105 мм. Регистрируя муфтовые соединения в процессе спуска ЛП с перфоратором в скважину, осуществляют привязку последнего к заданной муфте-реперу.

Скважинный прибор жестко соединяется с перфоратором. Он содержит вышеописанный датчик и газовый разрядник. Импульсы от датчика через разделительную

Таблица XXIII.20

Техническая характеристика прихватоопределителей

Показатель	ПО90	ПО70	ПО50	ПО25	ПТО90	ПТО70	ПТО50
Габариты (диаметр×длина), мм	90×452	70×422	50×412	25×410	90×452	70×422	50×412
Масса, кг	14,6	8,5	4,6	1,42	17,5	8,5	5,2
Сопротивление обмотки, Ом	1000	1000	1000	850	850	850	850
Максимально допустимая температура, °С	100	100	100	125	250	250	250
Максимально допустимое внешнее давление, МПа	80	80	80	80	120	120	120
Условный диаметр труб, мм							
бурильных с высаженными внутрь концами	168	140; 127	114; 102	89; 73	168	140; 127	114; 112
бурильных с высаженными наружу концами	140	114; 102	89	73; 60	140	114; 102	89
насосно-компрессорных	--	114; 102	89; 73	60; 48		114; 102	89; 73
обсадных	127 и выше	114	—	—	127 и выше	114	—

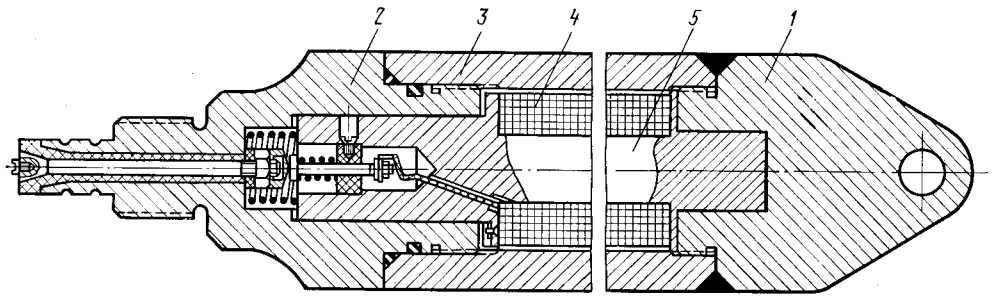


Рис. XXIII.24. Прихватоопределитель ПО.

1 — наконечник; *2* — головка; *3* — кожух; *4* — катушка; *5* — сердечник

емкость и кабель попадают в микроамперметр для визуального наблюдения и в регистратор. Так как газовый разрядник не возбужден, то на взрыватель не проходят импульсы от датчика.

Для производства выстрела по кабелю подается импульс тока напряжением 300—350 В, который поджигает газоразрядник и поступает в цепь запала.

Прихватоопределитель ПО предназначен для определения места прихвата в скважине бурильных и насосно-компрессорных труб и представляет собой электромагнит, состоящий из катушки и сердечника, помещенных в герметичный корпус из немагнитной стали (табл. XXIII.20, рис. XXIII.24). Наконечник и головка ПО выполнены из магнитной стали. Автоматическая запись диаграмм ПО осуществляется стандартными каротажными регистраторами ПАСК и ФР.

Определение места прихвата основано на свойстве ферромагнитных материалов размагничиваться при их деформации. В предполагаемом интервале прихвата при спуске прибора в скважину намагничивают небольшие участки колонны через каждые 15—20 м путем кратковременного (1—2 с) пропускания постоянного тока через катушку прихватоопределителя. После записи меток, осуществляемой на подъеме с помощью ПО и наземных панелей каротажных станций, к колонне труб прикладывают максимально допустимое растягивающее или крутящее усилие.

Под действием упругой деформации магнитные метки в местах, расположенных выше интервала прихвата, полностью исчезают или уменьшаются по амплитуде. Верхняя граница прихвата устанавливается после снятия нагрузки на трубы и повторной записи меток в интервале между последней стершейся (уменьшенной по амплитуде) и первой сохранившейся. Скорость измерений может быть выбрана в пределах 300—3000 м/ч и должна выдерживаться постоянной в течение всего периода работы с ПО на данной скважине.

Глава XXIV

ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ, ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД И ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ

§ 114. ОБЩИЕ ПРАВИЛА И ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТ

Виды и объемы ПВР, их технология, режимы, глубины и интервалы для каждого вида операций, типы и виды прострелочно-взрывной и другой аппаратуры и другие данные предусматривают в проектах на производство геологоразведочных работ, на строительство нефтяных, газовых и других скважин, на разработку нефтяных, газовых, водяных месторождений и эксплуатацию скважин.

Заказчиками работ являются геологоразведочные, буровые или добывающие организации, а исполнителями, в большинстве случаев предприятия по геофизическим исследованиям скважин. Проекты ПВР составляют совместно заказчики и исполнители работ и согласовывают с местными органами «Госгортехнадзора».

Проектирование работ и их проведение осуществляют на основе положений, требований и рекомендаций, изложенных в «Технической инструкции по ПВР» [108], в инструкциях по эксплуатации соответствующего оборудования, аппаратуры и материалов и в соответствии с «Едиными правилами безопасности при взрывных работах» [43].

Руководители и исполнители этих подразделений должны иметь право на руководство или производство ПВР, а рабочий персонал — «книжку взрывника». На всех стадиях работ оформляются соответствующие документы (заявки, наряд-путевки,

Таблица XXIV.1

Предельные скорости спуска и подъема аппаратов на кабеле в скважине при проведении ПВР, отбора образцов пород и проб жидкостей и газов

Аппарат	Предельная скорость, м/ч	
	спуск	подъем
Стреляющие перфораторы: кумулятивные корпусные. пулевые	7200	8000
кумулятивные бескорпусные ленточные	3600	8000 (отстрелянной ленты с грузом)
кумулятивные бескорпусные разрушающиеся	5000	8000 (кабельного наконечника с грузом)
Стреляющие грунтоносы	7200	4000 (с заполненными породой бойками на тросиках)
Сверлящие грунтоносы (керноотборники) и опробователи пластов	7200	8000
Аппараты для разрыва пласта	7200	8000 (кабельного наконечника с корпусом или каркасом и с грузом)
Взрывные пакеры	7200	8000 (кабельного наконечника с головкой и грузом)
Торпеды	3600	8000 (кабельного наконечника с грузом)
Отказавшие аппараты всех типов	—	3600

акты и т. п.) согласно «Технической инструкции по ПВР». Подготовка партии (отряда) к проведению ПВР и переезд на скважину осуществляются в следующем порядке.

Получают и изучают технический проект (задание) для уточнения геолого-технических и геофизических данных по скважине и определения размеров и количества аппаратов и зарядных комплектов, потребности в необходимых материалах, приборах и оборудовании.

Проверяют исправность и работоспособность спуско-подъемного оборудования, приборов, инструмента. кабеля в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

Получают и проверяют аппаратуру и зарядные комплекты на соответствие техническим требованиям, оформляют получение изделий наряд-путевкой.

Подготовляют аппараты и зарядные комплекты к перевозу на скважину: собирают и производят частичное заряжание аппаратов, без установки первичных средств взрывания, а в случае целесообразности заряжания на скважине производят соответствующую подготовку всех составных частей и деталей аппаратов; тщательно укупоривают, осторожно погружают и надежно закрепляют аппараты, зарядные комплекты в соответствующем транспортном средстве (ЛПС, спецавтомашине, вертолете и т. п.).

Осуществляют переезд на скважину, обеспечивая при этом: строгое соблюдение правил охраны движения по дорогам, населенным пунктам с грузом ВВ, непрерывное наблюдение за надежным закреплением грузов на своих местах, периодические наблюдения за правильным положением рычагов, механизмов, рукояток и кнопок приборов, наблюдение за появлением электрических потенциалов, утечек тока из электрооборудования.

По приезде на скважину выполняются следующие подготовительные работы.

Уточняют задания на производство ПВР путем ознакомления с происшедшими изменениями на скважине и с фактической обстановкой в сравнении с техническим проектом и вносят необходимые изменения в задание.

Проверяют состояние готовности скважины и ее наземного оборудования на соответствие «Техническим условиям на подготовку скважин для производства геофизических работ и ПВР в скважинах», особое внимание обращают на результаты промывки и шаблонирования скважины, заполнение ее соответствующей жидкостью, состояние устьевого оборудования, состояние спуско-подъемных устройств, фонтанной арматуры, насосных и компрессорных агрегатов (в случае спуска аппаратов на насосно-компрессорных трубах), обеспечивают заземление оборудования, состояние и чистоту мостков; после устранения замеченных недостатков и неисправностей составляют акт о готовности скважины.

Проверяют и подготавливают оборудование и приборы подъемника и ЛПС, скважинных аппаратов и приборов: обеспечивают надежную и точную установку подъемника (на расстоянии не менее 30 м от устья скважины и ЛПС не ближе 20 м); надежно заземляют подъемник и ЛПС

Таблица XXIV.2

Основные осложнения, аварии, недоброкачественные результаты при ПВР, отборе образцов пород и проб жидкостей и газов

Отклонение от нормы	Характеристика отклонения от нормы	Предупредительная мера	Устранение отклонений
Осложнения	Отказы аппаратов в действии; неполноценный взрыв или отстрел; взрыв или отстрел вне заданного интервала; непрохождение аппарата до заданной глубины; отрыв бойков грунтоноса; образование скруток на кабеле; отрыв аппарата в скважине или при затаскивании на блок-баланс; остановка подъемника	Ответственное выполнение и строгое контролирование всех подготовительных и основных операций. При этом особое внимание должно быть обращено на правильный выбор типоразмера аппарата, рациональной методики и технологического режима работ, осторожный спуск кабеля и точную установку аппарата в интервале работ	Повторное проведение работ с обеспечением более высокого качества их подготовки и осуществления. Проведение ловильных работ. Ремонт скважины
Аварии	Прихват или заклинивание аппарата или кабеля в месте взрыва или отстрела, а также при спуске и подъеме; обрыв и оставление в скважине кабеля и аппарата; взрыв или отстрел аппарата вне заданного интервала; открытое фонтанирование скважины после взрыва или отстрела аппарата	То же	Силами каротажно-перфораторных партий: освобождение прихваченного аппарата, кабеля, головки, груза путем натяжения и расхаживания кабеля; обрыв кабеля; отстрел или подрыв прихваченного аппарата; сбивание прихваченного аппарата на забой скважины взрывом торпеды ТКО Силами буровых или промысловых бригад: освобождение и извлечение прихваченного аппарата с кабелем; обрыв кабеля; сбивание аппарата на забой; проведение ремонтных работ в скважине; ликвидация открытого фонтанирования
Недоброкачественные или неэффективные результаты	Отбор образцов пород, проб жидкостей и газов не из заданного интервала; вынос пустых бойков или керноприемников грунтоносов, незаполненных камер опробователей пластов; неполноценное вскрытие пластов перфорацией; плохое разобщение горизонтов (пластов) взрывпакерами; отсутствие освобождения от прихвата труб или обрыва трубы торпедой	То же	Проведение повторных операций при более рациональной методике, улучшенной технологии и более высоком качестве работ

(сопротивление заземления должно быть не более 0,4 Ом); в случае спуска аппарата через насосно-компрессорные трубы — устанавливают на устье скважины лубрикатор и его оборудование; подвешивают или устанавливают блок-баланс (при этом плоскость направляющего ролика должна быть вертикальна и перпендикулярна к оси барабана лебедки, кабель, сбегающий с ролика блок-баланса, должен проходить по оси устья скважины), соединяют датчик блок-баланса (глубин, скорости, натяжения) с контрольной панелью подъемника; подключают подъемник и ЛПС к электросети, производят контрольное шаблонирование скважины на кабеле с применением и проверкой контрольных скважинных приборов и установкой контрольных реперов (при спуске аппаратов на трубах производят их предварительное шаблонирование на мостках); проверяют (в процессе шаблонирования) исправность и работоспособность взрывной электромагистрали с определением сопротивления электроцепи; осторожно извлекают из транспортного средства не окончательно заряженные аппараты, зарядные комплекты, ВМ, контролируют их состояние после транспортировки и подготавливают к сборке и снаряжению; производят сборку и снаряжение скважинных аппаратов (без установки первичных СВ); проверяют электроцепи в СВ за прочной преградой.

Прострелочно-взрывные работы, отбор образцов пород и проб жидкостей и газов в скважине производят в следующей последовательности.

Перед установкой в аппарат первичных средств взрывания и присоединением аппарата к кабелю руководитель ПВР подает первый сигнал «подготовиться» (или один звук свистка, рожка, сирены, отличающийся от других звуков в районе работ); затем проверяет электровзрывную магистраль на отсутствие в ней электрического потенциала или токов утечки; устанавливает в аппарат СВ (у устья скважины) с обеспечением надежного контакта с взрывным элементом; присоединяет аппарат к кабелю или трубам (в этот момент никто не должен находиться со стороны стволов, гнездовых отверстий, зарядов).

Перед спуском аппарата в скважину определяют цену первой метки на кабеле и проверяют наличие сигнальной и предупредительной меток (в случае спуска аппарата на насосно-компрессорных трубах проводят промер труб); затем спускают аппарат в скважину на глубину 50 м и проверяют сопротивление взрывной электромагистрали безопасным прибором с рабочим током не более 50 мА, потом продолжают спуск аппарата и контролируют его движение с помощью скважинных приборов, присоединенных к аппарату (допускаемые скорости спуска — табл. XXIV.1), устанавливают аппарат в нижнем интервале работ с помощью контрольных приборов и реперов с точностью не хуже $\pm(0{,}3 \div 0{,}5)$ м; (в случае спуска аппарата на насосно-компрессорных трубах — не допускают попадание в них посторонних предметов, способных вызвать срабатывание аппарата вне заданного интервала; устанавливают аппарат в заданном интервале путем тщательного промера труб или лучше с помощью контрольных реперов и радиометрической аппаратуры и оборудуют устье скважины фонтанной арматурой).

Перед приведением аппарата в действие измеряют сопротивление электровзрывной цепи безопасным прибором с рабочим током не более 50 мА; подготовляют источник электрического тока — взрывную машинку, силовой блок в подъемнике, электросеть (для надежного взрывания СВ напряжение источника тока должно обеспечить величину переменного тока 1,5 А, а постоянного 1,0 А и импульс тока не менее 17 мА^2 с с учетом фактического сопротивления всей электроцепи; при параллельном включении двух и более СВ эти величины должны быть соответственно умножены; для компенсации возможных утечек тока и повышенных контактных сопротивлений величину необходимого напряжения или импульса тока увеличивают в 1,5 раза); руководитель работ подает второй сигнал «Включаю» (или два звуковых), удаляет весь персонал от скважины на безопасное расстояние; подает напряжение на вход панели ПВР, отпирает кнопку «Огонь» и приводит в действие аппарат нажатием на кнопку «Огонь» на панели ПВР или на кнопку «Взрыв» (или включатель) во взрывной машинке наблюдая за срабатыванием аппарата по контрольным приборам; (в случае спуска аппарата на насосно-компрессорных трубах — вводят в них резиновый шар через устьевую задвижку и производят проталкивание шара к аппарату прокачкой порции жидкости). После приведения аппарата в действие немедленно отключают напряжение от электровзрывной магистрали и производят подъем кабеля на поверхность (сначала на малой скорости, затем, в случае отсутствия осложнений, на скорости, не выше указанной в табл. XXIV.1), наблюдая за натяжением кабеля и его движением по контрольным приборам; при подходе к устью скважины на глубине 100 м скорость подъема резко замедляют; извлекают кабель с отстрелянным аппаратом или оставшимися частями аппарата из устья скважины, предотвращая затаскивание этих частей на блок-баланс.

Укладывают отстрелянный аппарат или его части на мостки у скважины или на землю, немедленно отсоединяют его от кабеля; руководитель работ извлекает остатки первичного СВ (особая осторожность проявляется при подъеме отказавших аппаратов), осматривает извлеченный аппарат или его части, отправляет отказавшие аппараты и их части на уничтожение, перезарядку или разборку.

Извлекают поднятые образцы пород, пробы жидкости и газа, маркируют, консервируют и упаковывают их, передают образцы геологической службе для лабораторных исследований.

Руководитель работ подает третий сигнал «Отбой» или три коротких звуковых сигнала.

При последующих спусках и подъемах аппаратов последовательность и характер операций те же, что и при первом спуско-подъеме (повторное контрольное шаблонирование производят в случае появления каких-либо нарушений при предыдущих спуско-подъемах); при последнем подъеме кабель обмывают.

В табл. XXIV.2 представлены сведения об основных осложнениях, авариях, недоброкачественных результатах, возникающих при данных работах, и мерах по их предупреждению и устранению.

Заключительные работы на скважине и на базе состоят в следующем. Производят подготовку к переезду на базу: разбирают, промывают, чистят аппараты многократного использования, скважинные приборы; готовят к перевозке отказавшие аппараты и ВМ; укупоривают их и погружают в транспортные средства (особое внимание обращают на тщательную укупорку, погрузку и закрепление отказавших и неиспользованных аппаратов и ВМ); подготавливают к переезду все остальное оборудование, приборы и инструмент; актируют результаты работ.

Перед переездом со скважины на базу необходим отдых персонала; в процессе переезда нужно обеспечить соблюдение правил аналогично переезду с базы на скважину (особое внимание следует обратить на обеспечение безопасности перевозки отказавших аппаратов и ВМ).

После приезда на базу выполняют заключительные работы: сдают на склад остатки ВМ и неиспользованные аппараты с оформлением наряда-путевки и других документов; сдают на базу отказавшие аппараты и ВМ с оформлением соответствующих документов; проверяют состояние подъемника, ЛПС, их механизмов, приборов, инструмента и т. п. и приводят их в состояние готовности для последующих работ.

§ 115. БОКОВОЙ ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД

Для обеспечения безаварийного отбора пород диаметр скважины должен превышать суммарный технологический размер грунтоноса:

$$d_c \geqslant d_г + d_б + l_з,$$

где d_c — диаметр скважины; $d_г$ — поперечный диаметр грунтоноса; $d_б$ — диаметр бойка; $l_з$ — гарантийный зазор, равный 6—8 мм.

Таблица XXIV.3

Масса зарядов (в г) грунтоносов ГМК-50 и ГМС-40 в зависимости от глубины интервала отбора и твердости углей (вмещающих пород)

Обозначение	Глубина отбора, м	Порода (угли)	
		мягкая	твердая
ГМК-50	До 1000	1,0—1,5	1,5—2,0
	1000—2000	1,5—2,0	2,5—3,0
ГМС-40	До 2000	1,35—1,50	1,50—1,85
	До 3000	1,50—1,85	1,85—2,35

Выбор бойка и порохового заряда производят в зависимости от предполагаемых плотности и твердости породы, температуры и гидростатического давления в намечаемом интервале отбора образцов.

Плотность и твердость пород приближенно оценивают, используя данные акустического и плотностного каротажа и результаты определения твердости по кернам колонкового бурения, отобранных из аналогичных пластов близлежащих скважин площади. Для этих целей используют классификацию горных пород по твердости на вдавливание штампа.

Отбор мягких и средней твердости пород (глин, песков, слабосцементированных песчаников и др.), у которых твердость по штампу $p_ш \leqslant 500$ МПа, производят бойками со съемной насадкой. Более твердые породы отбирают бойками с конусной или утолщенно-конусной головной частью.

Тип порохового заряда выбирают исходя из температур в интервале отбора. Массу заряда берут соответствующей дульной скорости бойка $v_д = 200 \div 250$ м/с при отборе образцов твердых пород, 150—200 м/с — пород средней твердости и 100—150 м/с — мягких пород. Следует учитывать, что с использованием наибольших по массе пороховых зарядов обеспечивается отбор образцов пород, твердость которых $p_ш \leqslant 1300$—1500 МПа.

Грунтоносы ГМК-50 и ГМС-40 применяют в углеразведочных скважинах при предельных давлениях соответственно до $p_г \leqslant 20$ и 30 МПа и температурах до 373К. Для этих целей используют заряды, массу которых находят по табл. XXIV.3. Грунтонос ГМС-40 снабжен динамическими компенсаторами, которые выстреливают в противоположном бойкам направлении и ликвидируют изгиб корпуса при выстреле. В компенсаторах применяют заряды массой 1,85—2,35 г при отборе мягких и 2,35—3,05 г при отборе твердых пород.

При отсутствии данных о твердости пород, проводят пробные отборы с градацией заряда (через каждые 3—5 бойков) по 0,5 г. По мере накопления фактического материала данные об оптимальной величине

заряда для эффективного отбора образцов из различных пластов наносят на геологический разрез месторождения и следуют этим данным.

Предпочтительной областью применения сверлящих керноотборников типа СКО-8-9 и СКМ-8-9 являются породы средней и высокой твердости с $p_{ш}$ более 1500—2000 МПа. Повышение твердости пород приводит к увеличению времени выбуривания образца до 5 мин и более. Отбор кернов в слабосцементированных песчаниках, песках или заглинизованных породах сверлящим керноотборником нецелесообразен.

Для успешного выполнения работ по выбуриванию образцов необходимо предварительно тщательно проработать скважину, так как наличие в ней толстой глинистой корки и некачественного раствора приводит к неудовлетворительному отбору керна или даже к аварии.

Контроль за работой скважинного прибора производят с пульта управления. Буримость горной породы можно оценить по показаниям амперметра на пульте управления, свидетельствующим о загрузке электродвигателя, и по скорости выхода бура. Последняя регистрируется изменением тока в цепи микроамперметра на пульте.

В случае выхода из строя керноотборника во время бурения аварийной пружиной втягивается рычаг прижимного узла, а натяжением кабеля срезается коронка по ослабленным проточкам в теле бура. После подъема керноотборника на поверхность снимается крышка с буром, образцы извлекаются из кассеты, герметизируются и направляются в лабораторию для изучения коллекторских свойств горных пород и их нефтегазосодержания.

§ 116. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ ПРИБОРАМИ НА КАБЕЛЕ

Опробование пластов приборами на кабеле (ОПК) используется для установления возможности получения притока из пласта, наличия в нем нефти, газа, пластовой воды, изучения их свойств, определения пластового давления. Детальными поинтервальными исследованиями с помощью опробователей и аппаратуры АИПД (см. § 108) устанавливают положения контактов различных флюидов (ВНК, ГВК, ГНК), эффективную мощность коллектора и профиль проницаемости.

С помощью ОПК устанавливают критерии выделения коллекторов и определения их насыщения по данным каротажа, уточняют УЭС жидкости в призабойной зоне для количественной интерпретации электрического каротажа, уточняют привязку к глубинам материалов газового каротажа.

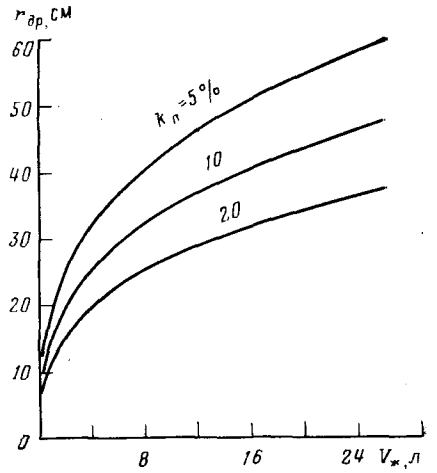


Рис. XXIV.1. Зависимость радиуса дренирования опробователя от объема отбираемой жидкости

Интервалы для ОПК выбирают на основании геологических данных, материалов геофизических исследований и газового каротажа.

Пласты опробуют возможно быстрее после их вскрытия для уменьшения влияния проникновения в пласт фильтрата промывочной жидкости и загрязнения призабойной зоны. Замена раствора нежелательна.

Перед опробованием измеряют диаметр ствола в исследуемых участках. Для привязки глубин записывают на том кабеле, которым будет выполняться ОПК, один из геофизических параметров, хорошо дифференцирующих разрез, и устанавливают контрольные метки в интервале ОПК.

Для определения насыщения объекта и пластового давления опробуется не менее трех участков в верхней, средней и нижней частях пласта.

При определении контактов флюидов опробования проводят через 0,4—1,0 м, при определении эффективных мощностей и профиля проницаемости с помощью аппаратуры АИПД — через 0,2—0,4 м.

При определении трещинных коллекторов, неоднородных, тонкопереслаивающихся пород число опробуемых участков увеличивается и используются опробователи многократного срабатывания с датчиками притока (в возможно газоносных объектах — с датчиками давления). В кавернозных участках ствола ОПК не применяется. В интервале опробования отбирается контрольная проба промывочной жидкости прибором со снятым башмаком. Процесс опробования контролируется дистанционными датчиками и прекращается через 60—90 с после заполнения пробосборника или стабилизации в нем давления. В осложненных скважинах продолжи-

Таблица XXIV

Исследование проб, отобранных опробователем пластов

Определяемая характеристика	Прибор, метод исследования	Условие отбора
	Вода, промывочная жидкость	
Объем	Мерная емкость	Необходим, на скважине
Плотность	Ареометр	То же
Вязкость	Вискозиметр	»
Удельное электрическое сопротивление	Переносный резистивиметр	Необходим, на базе после фильтрования
Характер люминесценций	Люминоскоп	На базе, при возможности на скважине
Водоотдача	Прибор для определения водоотдачи	Только для проб раствора, на скважине
Тип минерализации	Химический анализ	При необходимости, в лаборатории
	Газ	
Объем	Газомер, манометр	Необходим, на скважине
Содержание углеводородов и их компонентный состав	Газовый хроматограф	Необходим, на скважине или на базе
Состав неуглеводородных газов	Газоанализатор	При необходимости, на базе
	Нефть	
Объем	Мерная емкость, мензурка	Необходим, на скважине
Плотность	Лабораторные ареометры	Необходим, на базе
Вязкость	Лабораторные вискозиметры	При возможности, в лаборатории
Люминесцентная характеристика нефти	Фотокалориметр, спектрофотометр	То же
Фракционный состав нефти	Фракционная разгонка	Если количество нефти более 0,5 л, в лаборатории

Таблица XXIV.5

Критерии определения характера насыщенности пластов по данным опробователей

Нефтеносный пласт	Водоносный пласт	Газоносный пласт
	Основные критерии	
Наличие нефти в пробе	Наличие пластовой воды в пробе	Количество газа в баллон составляет несколько десятков или сотен литров
Компонентный состав углеводородных газов, характерный для нефтеносного пласта	Компонентный состав углеводородных газов, характерный для водоносных пластов	—
	Вспомогательные критерии	
Содержание углеводородов в газе более 15 % при отсутствии в пробе пластовой воды	Сопротивление жидкости в пробе ниже сопротивления фильтрата	Высокое суммарное содержание углеводородов при отсутствии пластовой воды
Сопротивление жидкости близко к сопротивлению фильтрата		

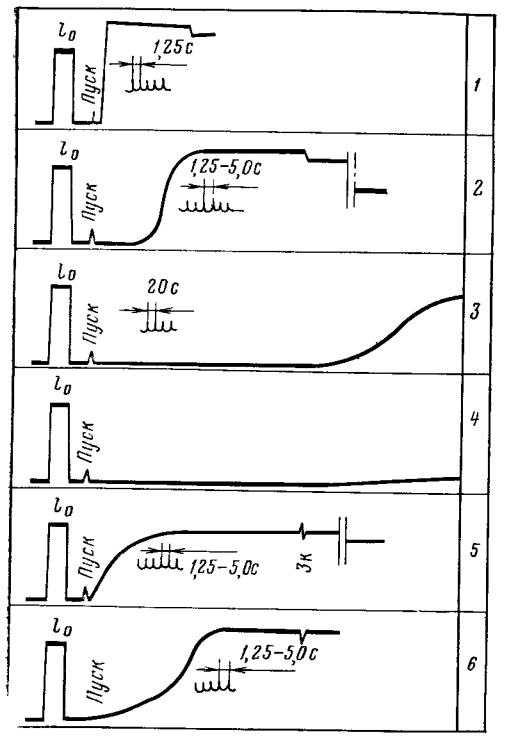


Рис. XXIV.2. Типичные диаграммы давления при ОПК для различных случаев.
1 — отбор жидкости из ствола скважины (контрольная проба промывочной жидкости); *2* — пласт с высокой проницаемостью, приток жидкости (пластовая вода, фильтрат, нефть с низким газовым фактором); *3* — пласт с низкой проницаемостью, *4* — пласт практически непроницаем; *5* — пласт с высокой проницаемостью, приток газа; *6* — пласт с высокой проницаемостью, приток нефти с большим газовым фактором; l_0 стандарт-сигнал

тельность отбора не должна превышать 3—5 мин. Если за это время не поступила жидкость из пласта, проницаемость пласта крайне мала (менее 10^{-12} м^2).

Работы проводятся комплектом из двух приборов. Пока один прибор в скважине, другой освобождается от пробы и готовится к спуску. Отобранные пробы жидкости и газа передаются для исследований (табл. XXIV.4). При незначительном проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт интерпретация ОПК проста: характер пробы соответствует насыщению пласта. При значительном проникновении фильтрата отбор нефти и пластовой воды затруднен, так как глубинность метода ограничена (рис. XXIV.1). В этих случаях характер насыщения определяют по составу и количеству газа, поступающего из остаточного флюида зоны проникновения вследствие ее дегазации при опробовании под большой депрессией. В хорошо проницаемых породах дополнительно проводится зондирование пласта пробосборниками увеличенной емкости и сопоставляются результаты.

Содержание пластовой воды в пробе определяют по ее УЭС. Газоносные пласты, независимо от наличия зоны проникновения, уверенно выделяются по большому количеству отобранного газа (табл. XXIV.5).

Для регистрации давления используется датчик с пределом измерения, соответствующим ожидаемому давлению. По виду диаграмм давления можно определить характер притока из пласта и нарушения технологии опробования (рис. XXIV.2).

§ 117. ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Выбор метода, аппаратуры и режима вскрытия пластов перфорацией производят с целью надлежащего вскрытия пластов, но без нарушения конструкции скважины и при минимальных затратах труда и времени.

Нефтегазовые пласты могут вскрываться перфорацией при репрессии и депрессии на пласт, а также при равенстве гидростатического и пластового давлений.

Наиболее прогрессивен метод вскрытия пластов на депрессии, однако это требует применения специального оборудования, поэтому, в тех случаях, когда возможно достичь приемлемой эффективности, пласты вскрываются на репрессии.

Вскрытие пласта перфорацией при репрессии допустимо проводить, если пласт обладает хорошими коллекторскими свойствами, мало загрязнен при разбуривании и способен самоочищаться при освоении.

Для пластов, вскрытых бурением с применением промывочной жидкости на водной основе, перфорации при репрессии благоприятствуют следующие условия:

а) по окончании бурения нефтегазонасыщенность прискважинной зоны низка, что свидетельствует о возможности движения в ней газа и жидкостей без образования кристаллогидратов и малоподвижных эмульсий, способных загерметизировать пласт.

б) в процессе простоя скважины нефтегазонасыщенность прискважинной зоны изменяется, что указывает на существование в пласте условий, обеспечивающих ее расформирование.

в) пластовая нефть содержит большое количество органических спиртов и кислот, препятствующих отложению в порах образований, способных загерметизировать пласт.

Жидкость, заполняющая скважину при перфорации должна иметь минимально возможные водоотдачу, плотность и содержание твердых частиц. Наиболее предпочтительны нефть, растворы на ее основе, водонефтяные эмульсии, растворы с добавками поверхностно-активных веществ ПАВ), глинистые растворы, содержащие в своем составе $CaCl_2$.

Желательная величина репрессии не должна превышать 5 % от величины пластового давления. Вскрывать пласты при репрессии можно перфораторами всех типов с соблюдением изложенного в § 109.

Вскрытие пластов перфорацией при депрессии требует герметизации устья скважины и снижения уровня жидкости в ней или заполнения облегченной жидкостью или газом.

Вскрытие пластов особо рекомендуется в следующих случаях: а) перфорация при репрессии на пласт не дает должного эффекта; б) аномально высокое или аномально низкое пластовое давление; в) при дострелах в процессе капремонтов в скважинах.

Жидкость, заполняющая скважину, должна быть тщательно отфильтрована и не иметь частиц, способных загрязнить трубопроводы и приемные емкости, не должна образовывать нежелательные соединения с фильтратом промывочной жидкости.

Желательная величина депрессии 2,0—3,5 МПа, в исключительных случаях не более 10 МПа. Применение при депрессии малогабаритных кумулятивных перфораторов (типа ПР, КПРУ, ПКОС), спускаемых на кабеле через лубрикатор и насосно-компрессорные трубы, предпочтительно в следующих случаях:

а) колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) не извлекается из скважины. Последующие капремонты, дострелы, переход на вышележащие горизонты и т. п., производятся под давлением;

б) после перфорации намечается спускать через НКТ геофизические, дебитометрические и другие приборы;

в) для вскрытия пласта требуется несколько спуско-подъемов перфоратора без глушения скважины;

г) при заполнении скважины газом.

Применение корпусных кумулятивных перфораторов типа ПНК, спускаемых на колонне НКТ, предпочтительно в следующих случаях:

д) требуется более высокая пробивная способность;

е) недопустимо повреждение обсадной колонны и затрубного цементного слоя;

ж) недопустимо засорение скважины осколками разрушенных перфораторов, особенно при отсутствии зумпфа в скважине;

з) скважина имеет большой угол наклона, при котором аппараты, спускаемые на кабеле, в ней не проходят;

и) необходимо вскрыть большой интервал пласта (до 100 м) за один спуск в скважину;

к) в скважинах, расположенных в районах, где затруднена доставка подъемника с кабелем.

Таблица XXIV.6

Оптимальная разность диаметров обсадной колонны и перфоратора

Тип перфоратора	Диаметр перфоратора, мм	Плотность жидкости, г/см³	Разность диаметров, мм
Кумулятивные			
Корпусный ПК	65—105	До 1,5	10—15
		1,5—2,3	15—25
Корпусный ПКО, ПКОТ, ПКОС, ПНКТ	60—89	До 1,5	15—20
		1,5—2,3	25—30
Корпусный ПКОС	32—50	До 1,5	7—10
		1,5—2,3	10—15
Бескорпусный ПКС, КПРУ	65—105	До 1,5	15—20
		1,5—2,3	25—30
Бескорпусный ПР, КПРУ и корпусный ПКОС, спускаемые через НКТ	43—65	До 1,0	5—8
Пулевые			
Пулевой ПВТ, ПВК	70—90	До 2,3	25

Плотность перфорации в общем случае как в условиях репрессии, так и депрессии на пласт выбирается в соответствии с указаниями графы 8 табл. XXIII.8. В случае вскрытия пластов в осложненных геологотехнических условиях (утяжеленные растворы, две-три обсадные колонны в зоне перфорации, утолщенный слой затрубного цементного камня, плотные малопроницаемые породы, трещинные карбонатные коллекторы, водонагнетательные, глубокие и сверхглубокие скважины и т. п.) — плотности перфорации увеличивают против указанных величин в 1,5—2 раза.

Желательно осуществлять перфорацию за один спуск аппарата во избежание большого повреждения обсадной колонны и цементного камня при перфорации с повторными спусками аппаратов.

При перфорации скважин с облегченными условиями (обсадная колонна с уменьшенной толщиной стенки, тонкий слой цементного камня, породы небольшой плотности и малой твердости ($p_{ш}$ менее 450 МПа) с хорошими коллекторскими свойствами) плотность перфорации уменьшают против указанных в табл. XXIII.8 величин в 1,5—2 раза.

Диаметр перфоратора должен отличаться от наименьшего внутреннего диаметра обсадной колонны на величину, указанную в табл. XXIV.6.

При большом объеме перфорационных работ в сходных условиях выбор типа стреляющего аппарата и режимов перфо-

рации уточняют по данным опытных отстрелов; при этом выясняют соответствие производительности скважин ожидаемым дебитом, определяют состояние обсадной колонны и цементного камня, окончательно устанавливают оптимальную плотность перфорации.

Требования к скважинам. Для успешности вскрытия пластов перфорацией должны выполняться следующие условия:

1) бурение нужно выполнять в режиме, обеспечивающем минимальное снижение проницаемости вскрываемых пластов;

2) толщина прискважинной зоны со сниженной проницаемостью должна быть минимальной;

3) зазор между стволом скважины и обсадной колонной должен быть минимально возможным;

4) обсадную колонну нужно центрировать в стволе скважины с высоким качеством цементирования колонны;

5) необходимо избегать установки более одной обсадной колонны в интервале перфорации;

6) для снижения деформации обсадной колонны под действием взрывных нагрузок в зоне фильтра следует устанавливать обсадные трубы группы прочности «Л» с соответствующей термообработкой;

7) поверхности стенок обсадных и насосно-компрессорных труб требуется очищать от цемента и других наслоений и тщательно промывать, а сами трубы не должны быть искривлены или смяты.

§ 118. ПОВЫШЕНИЕ ОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ ПОРОХОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Горение порохового заряда в скважине, заполненной жидкостью, сопровождается повышением давления и температуры, а затем пульсацией давления с затухающими амплитудами в течение некоторого времени, значительно превышающего время горения (см. рис. XXIII.13).

При соотношении скважинного p_c, пластового $p_{пл}$ и бокового горного $p_{бг}$ давлений

$$\frac{p_c - p_{пл}}{p_{бг}} \geqslant \frac{E_2/E_1}{(E_2/E_1)-1}$$

создаются условия для образования трещин, которые в дальнейшем полностью не смыкаются. Здесь E_1 и E_2 модуль Юнга горных пород при их нагрузке и разгрузке соответственно.

Образованию остаточных трещин способствуют: размыв стенок трещин, перфорационных и поровых каналов жидкостью и газами, проникающими в пласт с высокой скоростью, разрушение сплошности поверхностей трещин знакопеременными

Таблица XXIV.7

Давления, развиваемые в камере сгорания АСГ.105К

Глубина скважины H, м	АСГ.105К		ПГД.БК, n, шт.
	n, шт.	$p_к$, МПа	
До 500	1	65	—
500—1000	2	65	4
1000—2000	2—3	65—80	5—6
2000—3000	3	80—110	6—7
3000—4000	—	—	7—8
4000—5000	—	—	8—9

нагрузками, возникающими при пульсации давления, растворение карбонатных пород и цемента. Кроме того, пороховые газы (CO_2, CO, N_2, NO, HCl), начальная температура которых составляет около 2500 °С, проникая вместе со скважинной жидкостью в прискважинную зону пласта, расплавляют парафиновые и асфальто-смолистые отложения, разрушают водо- и нефтяные барьеры, снижают вязкость нефти.

При движении из пласта пороховые газы очищают трещины от продуктов химических реакций и песчано-глинистых частиц.

Перечисленные факторы способствуют восстановлению проницаемости в прискважинной зоне пласта, ухудшенной при вскрытии или эксплуатации и повышению его нефтеотдачи или приемистости.

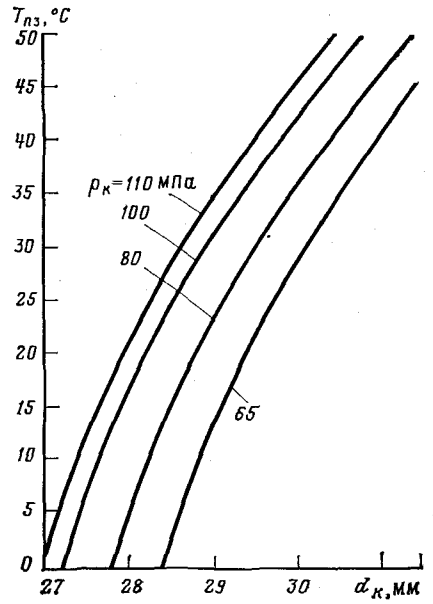


Рис. XXIV.3. Зависимость давления в камере сгорания $p_к$ генератора АСГ.105К от температуры порохового заряда T и диаметра критического сечения сопла $d_к$

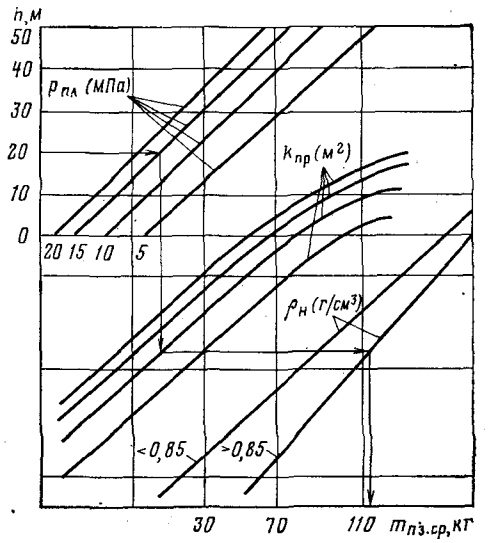


Рис. XXIV.4. Номограмма для выбора порохового заряда генератора АДС.

Стрелками показан ход вычисления по номограмме; $k_{пр}$($\cdot 10^{-15}$ $м^2$) сверху вниз соответственно: 200, 150, 100, 50

Эффективность разрыва пласта определяется величиной создаваемого в скважине давления p_c, которое должно равняться горному давлению $p_г$ или превышать его.

При применении для разрыва пласта генераторов АСГ.105К и ПГД.БК создание $p_c \geqslant p_г$ в скважинах, обсаженных трубами диаметром 146 мм, обеспечивают сжиганием вблизи забоя пороховых зарядов число которых n выбирают по табл. XXIV.7. В таблице приведены также соответствующие давления в камере сгорания $p_к$ генератора АСГ.105К.

Выбор диаметра сопла $d_{кр}$ генератора АСГ.105К, установка которого обеспечивает создание $p_к$, производят по графику (рис. XXIV.3), в зависимости от температуры ПЗ перед его воспламенением T.

Последнюю подсчитывают по формуле

$$T = \left(T_{со} - T_у + \frac{T_с - T_у}{0{,}036t}\right) e^{-0{,}036t} + T_с - \frac{T_с - T_у}{0{,}036t},$$

где $T_{со}$ — температура ПЗ перед спуском в скважину; $T_с$ и $T_у$ — температура жидкости в скважине на заданной глубине и у устья; t — продолжительность спуска генераторов в скважину.

При термогазохимической обработке пласта, массу ПЗ $m_з$ генератора АДС выбирают по номограмме (рис. XXIV.4), в зависимости от мощности пласта $h_{пл}$ и его проницаемости $k_{пр}$, плотности нефти $\delta_н$ и величины пластового давления $p_{пл}$.

Наилучшие результаты дает обработка пороховыми газами пластов, сложенных песчаниками, известняками и доломитами, обладающих высокими пластовой энергией и остаточной нефтенасыщенностью, коэффициент гидродинамического совершенства вскрытия перфорацией которых составляет $k \leqslant 0{,}7$.

Не рекомендуется проводить обработку песков, рыхлых песчаников, высокопористых известняков и алевролитов.

Обработке следует подвергать участки пласта, имеющие большую, чем остальная часть пласта, пористость, проницаемость и трещиноватость, меньшую глинистость. Для их выявления целесообразно определять соотношения фильтрационных свойств прискважинной и удаленной частей пласта, профиль его отдачи или приемистости. Перед обработкой эти участки пласта необходимо дополнительно перфорировать корпусными перфораторами ПК или ПКО. Общая плотность не должна превышать 30 отв/м. Водо-нефтяной или газо-нефтяной контакты должны быть не ближе 5 м от обрабатываемого участка пласта при условии хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и горной породой, отсутствия нарушений обсадных труб вне интервала перфорации. Скважина должна быть очищена, промыта и заполнена водой, обработанной дисолваном, нефтью или водным раствором хлористого кальция.

В обрабатываемый интервал целесообразно закачивать легкие нефтепродукты (керосин, конденсат и т. д.), соляную кислоту или нефтекислотную эмульсию. При применении генератора АДС-5 целесообразно, по возможности, располагать ПЗ против всего интервала перфорации. Контроль за воздействием пороховых газов на пласт следует осуществлять путем измерения создаваемого p_c и температурного поля скважины.

По величине p_c, характеру температурной аномалии, ее величине и изменению во времени можно оперативно судить о месте образования трещин, их характере и размерах, вносить коррективы в процесс обработки.

После обработки пласта необходимо провести исследование качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой, определить профиль отдачи или приемистости пласта и коэффициент его продуктивности.

Через 15—20 сут эксплуатации скважины целесообразно провести дополнительную обработку пласта поверхностно-активными веществами, соляной кислотой или ее аэрированными растворами. Если производительность скважины с течением времени снижается, следует повторить обработку пласта пороховыми газами.

§ 119. РАЗДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВ ВЗРЫВНЫМИ ПАКЕРАМИ

Взрывные пакеры в скважине устанавливают для следующих целей: изоляции

Таблица XXIV.8

Значение коэффициентов a и b в зависимости от типоразмера взрывного пакера и внутреннего диаметра трубы

Обозначение взрывного пакера	Внутренний диаметр обсадной трубы, мм	a, кг		b, кг/МПа	
		ВП	ВПМ	ВП	ВПМ
ВП 88, ВПМ 88	96	0,200	0,187	0,00167	0,00128
	98	0,206	0,194	0,00173	0,00130
ВП 92, ВПМ 92	100	0,230	0,208	0,00193	0,00147
	102	0,242	0,215	0,00200	0,00149
ВП 102, ВПМ 102	109	0,300	0,265	0,00256	0,00185
	111	0,315	0,280	0,00256	0,00190
	113	0,327	0,293	0,00262	0,00196
	115	0,340	0,305	0,00274	0,00205
ВП 110, ВПМ 110	118	0,400	0,312	0,00334	0,00214
	120	0,420	0,324	0,00334	0,00218
	122	0,432	0,336	0,00348	0,00230
	124	0,445	0,350	0,00358	0,00235
ВП 118, ВПМ 118	125	0,490	0,360	0,00417	0,00220
	128	0,510	0,375	0,00430	0,00230
	130	0,530	0,390	00,0442	0,00245
	132	0,542	0,410	0,00460	0,00255
	133	0,550	0,420	0,00470	0,00262
ВП 135, ВПМ 135	144	0,620	0,550	0,00508	0,00390
	146	0,640	0,570	0,00514	0,00403
	148	0,660	0,590	0,00526	0,00416
	150	0,680	0,610	0,00533	0,00425
	152	0,700	0,630	0,00558	0,00440
КВП 118	125		0,256		0,00422
	128		0,260		0,00434
	130		0,270		0,00434
	132		0,278		0,00442
	133		0,282		0,00448
КВП 135	144		0,360		0,00600
	146		0,370		0,00600
	148		0,378		0,00612
	150		0,388		0,00618
	152		0,395		0,00636
ВПШ 82	От 88 до 96 вкл		—		—
ВПШ 102	От 109 до 120 вкл		—		—

нижележащего объекта в разведочной скважине при переходе на испытание верхних объектов; изоляции объекта в эксплуатационной скважине при переходе на другие объекты; изоляции пласта в нагнетательной скважине при переходе на закачку в другие пласты; изоляции обводненного интервала в эксплуатационной скважине; создания искусственного забоя в скважине, например, для установки отклонителя при забуривании второго ствола или распакеровки пластоиспытателя.

Место установки определяет геологическая служба. Выбор типа взрывного пакера производят в зависимости от температуры и гидростатического давления в интервале установки и с учетом цели разобщения. Типоразмер взрывного пакера выбирается по данным табл. XXIV.8 в зависимости от внутреннего диаметра обсадной трубы.

Величина заряда пороха ДРП для взрывных пакеров ВП, ВПМ и КВП в зависимости от гидростатического давления определяется по формуле

$$m = a + bp,$$

где m — масса заряда, кг; p — гидростатическое давление, МПа; a — коэффициент, кг; b — коэффициент, кг/МПа.

Для взрывных пакеров ВПШ используется заряд ЗВПШ.

Таблица XXIV.9

Минимальные диаметры труб, в которые можно опускать торпеды ТШТ

Обозначение торпеды	Условный диаметр труб, мм			Замки бурильных труб	
	насосно-компрессорных	бурильных с внутрь высаженными концами	обсадных	ЗН	ЗШ
ТШТ 20/22	48	60	—	ЗН-95	ЗШ-108
ТШТ 25/28	48	73	—	ЗН-108	ЗШ-108
ТШТ 35/40	60	89	114	ЗН-140	ЗШ-108
ТШТ 43/48	73	102	114—146	ЗН-140	ЗШ-108
ТШТ 50/55	89	114	140—168	ЗН-172	ЗШ-146
ТШТ 65/70	102	127	140—168	ЗН-197	ЗШ-146

Установка взрывных пакеров не допускается в случае, если шаблонирование скважины показало непроходимость ствола для шаблона диаметром не менее диаметра пакера, а также, если интервал ствола на участке установки пакера ранее торпедировался или если на стенке сохранились остатки цементной корки. Спуск взрывного пакера в скважину допускается со скоростью, не превышающей 1 м/с.

При эллипсности колонны и для повышения надежности разобщения на взрывной пакер (ВП, ВПМ, ВПШ) в скважине дополнительно устанавливают цементный мост высотой 2—3 м. Указанная заливка цемента обязательна, если после установки взрывного пакера предусматривается кислотная обработка интервала или общее давление (гидростатическое давление плюс давление опрессовки) превышает допустимые для взрывных пакеров значения.

При нормальной установке взрывные пакеры ВП и ВПМ способны выдерживать без дополнительной цементной заливки давление опрессовки до 30 МПа, а ВПШ — до 50 МПа.

§ 120. ТОРПЕДИРОВАНИЕ БУРОВОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Величина заряда торпеды ТДШ-Т-50 для ликвидации прихватов методами встряхивания и отвинчивания определяется по формулам:

для стальных труб всех групп прочности

$$n = 0{,}25 d_{тр} h_т e_{доп} e^{8 \cdot 10^{-3} p_г};$$

Таблица XXIV.10

Рекомендации по применению торпед ТКО для ликвидации аварий, связанных с оставлением металла в скважине

Марка торпеды	Допускаемый диаметр скважины, мм	Разрушаемый предмет	Число торпед (спусков), необходимое для разрушения
ТКО 120—600 ТКОТ 120	214—140	Долото 3-шарошечное Долото с переводником Роторный клин Лапа с шарошками Шарошки	2—3 3—5 2—5 1—2 1—2
ТКОТ 60, ТКОТ 70	76—140, а также спуск через бурильные трубы	Долото 3-шарошечное Долото с переводником Роторный вкладыш Лапа с шарошками	3 3—4 3 2
ТКО 200	243—490	Шарошки Долото 3-шарошечное Долото с переводником Лапа с шарошками	2 1—2 2—3 1—2

Таблица XXIV.11

Допустимые диаметры труб, перерезаемых кольцевыми кумулятивными труборезами ТРК

Трубы	ТРК45	ТРК55	ТРК68	ТРК85	ТРК90	ТРК110
Насосно-компрессорные (условный диаметр, мм)	60	73	89	—	—	—
Бурильные с высаженными наружу концами, мм	—	—	—	114	—	140
Обсадные (условный диаметр, мм)	—	—	—	—	114	140

для труб из алюминиевого сплава Д16Т

$$n = 0{,}11 d_{\text{тр}} h_{\text{т}} \varepsilon_{\text{доп}} e^{8\cdot 10^{-3} p_{\text{г}}};$$

для утяжеленных бурильных труб

$$\gamma = 4 d_{\text{тр}} h_{\text{т}} \varepsilon_{\text{доп}} e^{8\cdot 10^{-3} p_{\text{г}}},$$

где n — число ниток детонирующего шнура марки ДШВ; $d_{\text{тр}}$ — наружный диаметр трубы, мм; $h_{\text{т}}$ — толщина стенки трубы, мм; $\varepsilon_{\text{доп}}$ — допустимая относительная деформация трубы; $p_{\text{г}}$ — гидростатическое давление, МПа; γ — величина заряда на единицу длины, г/м.

Величину $\varepsilon_{\text{доп}}$ рекомендуется брать равной 0,01 и по согласованию с заказчиком допускается увеличивать до 0,04 (образование трещин на стальных трубах имеет место при $\varepsilon_{\text{доп}}=0{,}04$, а на трубах из алюминиевого сплава Д16Т при $\varepsilon_{\text{доп}}=0{,}03$).

Диаметр заряда торпеды ТШТ для ликвидации прихватов обрывом труб определяется по формулам:

для стальных труб всех групп прочности в незакрепленном интервале

$$d_{\text{з}} = d_{\text{тр. вн}} \left(0{,}23 + 0{,}4 \frac{d_{\text{тр}}}{d_{\text{с}}}\right) e^{3{,}85\cdot 10^{-3} p_{\text{г}}}$$

при $d_{\text{тр}}/d_{\text{с}}=0{,}15, \ldots, 0{,}8$;
для тех же стальных труб в закрепленном трубами интервале

$$d_{\text{з}} = d_{\text{тр. вн}} \left(0{,}2 + \frac{d_{\text{тр}}}{d_{\text{с}}}\right) e^{3{,}85\cdot 10^{-3} p_{\text{г}}}$$

при $d_{\text{тр}}/d_{\text{с}}=0{,}15, \ldots, 0{,}6$;
для труб из алюминиевого сплава Д16Т

$$d_{\text{з}} = 0{,}26 d_{\text{тр. вн}} e^{3{,}85\cdot 10^{-3} p_{\text{г}}};$$

для утяжеленных бурильных труб

$$d_{\text{з}} = d_{\text{тр. вн}} \left(0{,}26 + 0{,}15 \frac{h_{\text{т}}}{d_{\text{тр. вн}}} + 0{,}4 \frac{d_{\text{тр}}}{d_{\text{с}}}\right) e^{3{,}85\cdot 10^{-3} p_{\text{г}}}$$

при $d_{\text{тр}}/d_{\text{с}}=0{,}15, \ldots, 0{,}8$,
где $d_{\text{з}}$ — диаметр заряда, мм; $d_{\text{тр.вн}}$ — внутренний диаметр трубы, мм; $d_{\text{с}}$ — диаметр скважины, мм.

Минимальные диаметры труб, в которые можно опускать торпеды ТШТ, приведены в табл. XXIV.9.

Рекомендации по применению торпед ТКО для ликвидации аварий, связанных с оставлением металла в скважине, приведены в табл. XXIV.10 (металл разрушается на части, извлекаемые магнитным фрезером).

Допустимые диаметры труб, перерезаемых кольцевыми кумулятивными труборезами ТРК, приведены в табл. XXIV.11.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Авчян Г. М.* Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М., Недра, 1972.
2. *Акопов Н. Б.* Техника безопасности при проведении промысловых геофизических работ. М., Недра, 1973.
3. *Аксельрод С. М., Хаимов И. А.* Геометрические факторы зондов ИК, учитывающие скин-эффект. — Дсп. 4087—76 Д от 23.11.76. Р.Ж. «Геофизика». 1977, № 2.
4. *Альбом* теоретических кривых электрического каротажа скважин. М., Недра, 1965.
5. *Альпин Л. М.* Сеточное моделирование каротажа сопротивлений. — Прикладная геофизика, вып. 10. М., Гостоптехиздат, 1953, с. 48—73.
6. *Альпин Л. М.* Палетки бокового каротажного зондирования (БКЗ). М., Гостоптехиздат, 1958.
7. *Антонов Ю. Н., Кауфман А. А.* Диэлектрический индуктивный каротаж. Новосибирск, Наука, 1971.
8. *Антонов Ю. Н., Привортовский Б. И.* Высокочастотный индукционный каротаж. Новосибирск, Наука, 1975.
9. *Аппаратура* акустического каротажа. Методы и средства поверки. М., ВИЭМС, 1977.
10. *Аппаратура* диэлектрического каротажа АДК-1/Д. С. Даев, С. Б. Денисов, А. Л. Кац и др. IV Респуб. семинар. Разработка и внедрение аппаратуры для исследования скважин. Киев, 1973, с. 13—14.
11. *Байков Д. Г., Сохранов Н. Н.* Организация машинной обработки результатов геофизических исследований скважин. — Разведочная геофизика, вып. 69. М., Недра, 1975, с. 144—152.
12. *Басин Я. Н., Кухаренко Н. К.* Альбом палеток НГК. М., изд. ВНИИЯГГ, ротапринт, 1968.
13. *Берман Л. Б., Запорожец В. М.* Методические рекомендации по применению методов группирования пластов по фильтрационно-емкостным свойствам при подсчете запасов газа. М., изд. ВНИИЯГГ, 1977.
14. *Берман Л. Б., Нейман В. С.* Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. М., Недра, 1972.
15. *Боганик В. Н., Дудникова Л. Д.* Принципы организации хранения и поиска промыслово-геофизической информации для решения задач сводной интерпретации с использованием накопителей на магнитных лентах. — Разведочная геофизика, вып. 61. М., Недра, 1974, с. 129—134.
16. *Большев Л. Н., Смирнов Н. В.* Таблицы математической статистики. М., Наука, 1965.
17. *Бродский П. А., Фионов А. И., Тальнов В. Б.* Опробование пластов приборами на кабеле. М., Недра, 1974.
18. *Брылкин Ю. Л.* Двухслойные палетки диэлектрического индуктивного каротажа. — Труды СНИИГГИМС, вып. 157, 1973, с. 1—48.
19. *Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф.* Акустический каротаж. Л., Недра, 1970.
20. *Вапник В. Н., Червоненкис А. Я.* Теория распознавания образов. М., Наука, 1973.
21. *Вендельштейн Б. Ю.* Альбом номограмм и палеток. М., Недра, 1963.
22. *Вендельштейн Б. Ю.* Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., Недра, 1966.
23. *Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., Недра, 1978.
24. *Взрывное* дело/С. А. Ловля, Б. Л. Каплан, В. В. Майоров и др. М., Недра, 1976.
25. *Вицени Е. М.* Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. М., Недра, 1971.
26. *Вопросы* экспериментальной геотермологии. Казань, КГУ, 1973.
27. *Геофизические* исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения. ГОСТ 22609—77. Государственный Комитет Стандартов Совета Министров СССР, 1977.
28. *Горбенко Л. А., Лучкин В. А.* Отбор образцов пород и проб жидкости из пластов в скважинах. М., Недра, 1970.
29. *Гречухин В. В.* Геофизические методы исследования угольных скважин. М., Недра, 1965.
30. *Гулин Ю. А., Головацкая И. В.* Временное методическое руководство по проведению гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой РГП-2 и интерпретации результатов измерений. Калинин, 1978.
31. *Даев Д. С.* Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин. М., Недра, 1974.
32. *Даев Д. С., Денисов С. Б.* Аппаратура волнового электромагнитного каротажа. — Геофизическая аппаратура, вып. 45. Л., Недра, 1971.
33. *Данилов М. А.* Оперативная обработка промыслово-геофизических материалов на ЭВМ.— Обзор. Сер. «Региональная разведочная и промысловая геофизика». М., изд. ОНТИ ВИЭМС, 34 с.
34. *Дахнов В. Н.* Промысловая геофизика. М., Гостоптехиздат, 1959.
35. *Дахнов В. Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1972.
36. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1975.
37. *Дахнов В. Н., Дьяконов Д. И.* Термические исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1952.
38. *Денисов С. Б., Макагонова С. К.* Количественная интерпретация материалов волнового диэлектрического каротажа. — Прикладная геофизика, вып. 84. М., Недра, 1976, с. 219—224.
39. *Денисов С. Б., Макагонова С. К.* Методика интерпретации кривых волнового диэлектрического каротажа для пластов малой мощности. — Прикладная геофизика, вып. 92. М., Недра, 1978, с. 189—196.
40. *Дополнение* к Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах. М., изд. ВИЭМС, ротапринт, 1972.
41. *Дьяконов Д. И.* Геотермия в нефтяной геологии. М., Недра, 1958.
42. *Дьяконов Д. И., Леонов Е. И., Кузнецов Г. С.* Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1977.
43. *Единые* правила безопасности при взрывных работах, утвержденные Госгортехнадзором 28.03.1967. М., Недра, 1976.
44. *Жданов М. А., Гординский Е. В., Ованесов М. Г.* Основы промысловой геологии газа и нефти. М., Недра, 1975.
45. *Журавлев В. П., Новиков Е. Н.* Способ отбивки границ пластов по диаграммам трехэлектродного бокового каротажа. — Разведочная геофизика, вып. 80. М., Недра, 1978, с. 125—128.
46. *Зверев Г. Н.* Временное руководство по работе и описание ГИК-2М. Математическое обеспечение автоматизированной системы обработки промыслово-геофизической информации. Уфа, Статуправление Баш АССР, 1976.
47. *Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л.* Акустический метод исследования скважин. М., Недра, 1978.

48 *Ильинский В М* Боковой каротаж М, Недра, 1971

49 *Инструкция* по интерпретации индукционного каротажа Н Н Зефиров, В Г Фоменко, Н С Оникиенко и др М, изд ВНИИГеофизика, 1977

50 *Интерпретация* данных геофизических исследований скважин по системе «Каротаж» Методическое руководство М, изд ВНИИГеофизика, 1977

51 *Итенберг С С* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин М, Недра 1972

52 *Итенберг С С* Нефтепромысловая геофизика для геологов М, Гостоптехиздат, 1957.

53 *Кальварская В П, Штольцер Г Э, Екимов Е С* Методические рекомендации по применению электромагнитного каротажа с аппаратурой ЭМК 1 Л, изд НПО «Геофизика», 1977

54 *Каротажные* опробователи пластов/П А Бродский, Л Н Тюменев, В Б Тальнов и др М, Недра, 1968

55 *Кауфман А А* Теория индукционного каротажа Новосибирск, Наука, 1965

56 *Комаров С Г* Техника промысловой геофизики М, Гостоптехиздат, 1947

57 *Комаров С Г* Каротаж по методу сопротивлений Интерпретация М, Гостоптехиздат, 1960

58 *Комаров С Г* Геофизические методы исследования скважин Изд 2 е перераб и доп М Недра 1973

59 *Комаров С Г, Миколаевский Э Ю, Сохранов Н Н* Оценка нефтегазоносности пластов по данным каротажа — Прикладная геофизика, вып 54 М, Недра, 1969, с 174—184

60 *Комплекс* ГИК 2 программного обеспечения обработки промыслово геофизических данных на вычислительных машинах/Г Н Зверев, Л Д Труфанова, Г Н Василевская и др — Геофизические исследования в нефтяных скважинах, испытания пластов и отбор керна, 1973, вып 3, с 34—47

61 *Краткий* справочник по прострелочно взрывным работам в скважинах Под ред Н Г. Григоряна М, Недра, 1980

62 *Кудрявцев Ю И* Индукционные методы измерения магнитной восприимчивости горных пород и руд в естественных условиях Л, Недра, 1978

63 *Кузьмина Н К, Левин Е А* Номограммы для определения величины заряда при торпедировании — Разведочная геофизика, вып 65 М, Недра 1974, с 152—155

64 *Кучеров Р А, Алиев А Г* — М О влиянии скважины на показания зонда трехэлектродного бокового каротажа — Нефтепромысловая геофизика, 1975, вып 5, с 15—21

65 *Мартышев В В, Кальварская В П, Штольцер Г Э* Аппаратура электромагнитного каротажа ЭМК — Методы разведочной геофизики, вып 17, 1973, с 4—12

66 *Методика* геофизических исследований скважин Донбасса/И А Гаркаленко В Ю Зайченко, А Ф Михедько, Н П Развалов Киев, Наукова думка 1971

67 *Методические* рекомендации по боковому микрокаротажу/Н Н Зефиров, В Т Чукин А В Ручкин и др М, изд ВНИИГеофизика, 1975

68 *Методические* рекомендации по боковому микрокаротажу М изд ВНИИГеофизика, ротапринт, 1975

69 *Методическое* руководство по геометрическим исследованиям нефтяных месторождений в процессе их разработки М, изд ОНТИ ВНИИ, 1978

70 *Методические* рекомендации по количественной интерпретации данных каротажа/С Г Комаров Н А Перьков З И Кейвсар и др М, изд ВНИИГеофизика, 1972

71 *Методические* рекомендации по определению физических свойств коллекторов нефти и газа М изд ВНИИГеофизика, 1977

72 *Методические* рекомендации по эксплуатации каротажных осциллографов М, изд ВНИИГеофизика, 1976

73 *Методические* указания по интерпретации двухзондового бокового каротажа с комплектом палеток/М Т Бондаренко, А П Лавут, А С Ревия и др М, изд ВНИИГеофизика, 1978.

74 *Методические* указания по применению каротажа магнитной восприимчивости при подсчете запасов магнетитовых руд/В П Кальварская, Л Г Филиппычева, И И Зальцманович, Л И Лидовский Л, изд НПО «Геофизика», 1977

75 *Методические* указания по трехэлектродному боковому каротажу/М Бондаренко, В И Журавлев, В Т Чукин и др М, изд. ВНИИГеофизика, 1973

76 *Нечаи А М* Определение минерализации пластовых вод — Прикладная геофизика, вып 8 М, Гостоптехиздат, 1952, с 3—55

77 *Нечай А М, Боярчук А Ф* Использование петрофизических данных при подсчете запасов нефти и газа в трещинных карбонатных коллекторах Северного Кавказа — Прикладная геофизика, вып 82 М, Недра, 1976

78 *Палетки* и номограммы для техэлектродного бокового каротажа М, изд ВНИИГеофизика, ротапринт, 1973

79 *Передача* геофизической информации в системе оперативной обработки/В А Грузинов, Н А Рагимов, Ю А Саркисов, Н Н Сохранов — Прикладная геофизика, вып 84 М, Недра, 1976, с 204—209

80 *Перьков Н А* Интерпретация результатов каротажа нефтяных скважин М, Гостоптехиздат, 1958

81 *Петкевич Г И* Информативность акустических характеристик неоднородных геологических сред Киев, Наукова думка, 1976

82 *Петкевич Г И, Вербицкий Т З* Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах Киев, Наукова думка 1976

83 *Пирсон Дж* Справочник по интерпретации данных каротажа М, Недра, 1966

84 *Плюснин М И* Индукционный каротаж. М, Недра, 1968

85 *Позин Л З* Дифференциальная термометрия нефтяных и газовых скважин М, Недра, 1974

86 *Померанц Л И* Методика и техника газового каротажа М, изд ВИЭМС, ротапринт, 1973

87 *Померанц Л И, Чукин В Т* Аппаратура и оборудование для геофизических методов исследований скважин Изд 2 е, переработанное М, Недра, 1978

88 *Померанц Л И, Эпштеин Г И, Левшунов П А* Автоматические газокаротажные станции М, Недра, 1969

89 *Пономарев В Н, Авдонин А М* Руководство по скважинной магниторазведке и магнитному каротажу Свердловск 1966

90 *Попов А А, Баринов Е А Ломакин А Б* Скважинная магниторазведка Л, изд ВИТР, 1967

91 *Попов В В* Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований углеразведочных скважин М Недра, 1976

92 *Правила* безопасности в нефтегазодобывающей промышленности утвержденные Госгортехнадзором СССР 31 01 74 М Недра 1974

93 *Правила* безопасности при геологоразведочных работах, утвержденные Госгортехнадзором СССР 07 12 76 М, Недра 1978

94 *Применение* скважинной магниторазведки при исследовании слабомагнитных рудных объектов/Л Г Филиппычева, В П Кальварская П Ю Гречин, А А Преображенский — Методы разведочной геофизики, вып 17 Л, изд ВИРГ, 1973, с 93—100

95 *Прострелочные* и взрывные работы в скважинах/Н Г Григорян Д Е Пометун, Л А Горбенко и др М Недра 1972

96 *Разведка* газовых месторождений севера Тюменской области с использованием метода группирования/Л Б Берман В М Дмитровский, В М Запорожец и др — Геология нефти и газа, 1976, № 4, с 33—41

97 *Руководство* по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений М, Недра 1978

98 *Себер Дж* Линейный регрессионный анализ М Мир, 1980

99 *Система* оперативной интерпретации геофизических исследований скважин на ЭВМ БЭСМ 4 («Каротаж»)/С М Зунделевич Н Н Сохранов Р П Шапиров и др — Региональная, разведочная и промысловая геофизика М, изд. ВИЭМС, 1972.

100 *Скважинная* ядерная геофизика Справочник геофизика под ред В. М Запорожца, М, Недра, 1978

101 *Сохранов Н М* Машинные методы обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин М, Недра, 1973

102 *Сохранов Н Н, Зунделевич С М, Таратын Э А* Технологическая схема оперативной интерпретации данных каротажа на ЭВМ — Разведочная геофизика, вып 67 М, Недра, 1975, с 112—121

103 *Сохранов Н Н, Шкураль Р М* Программа литологического расчленения разреза скважин — Промысловая геофизика, система «Каротаж» М, изд ВНИИГеофизика, 1973

104 *Справочник* геофизика Том II Геофизические методы исследования скважин Под ред С Г Комарова М, Гостоптехиздат, 1961

105 *Статистические* методы классификации. М, МГУ, 1972

106 *Термостойкие* взрывчатые вещества и их действие в глубоких скважинах/Ф А Баум, А С Державец, М С Саносарян и др М, Недра, 1969

107 *Техническая* инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах М, Гостоптехиздат, 1963

108 *Техническая* инструкция по прострелочно-взрывным работам в скважинах М, Недра, 1978.

109 *Типовые* комплексы геофизических методов исследования угольных скважин М, изд МИНГЕО СССР, 1977

110 *Уткин В И* Селективный гамма гамма каротаж на угольных месторождениях. М, Наука, 1975

111 *Ферронский В. И* Радиоизотопные методы исследования в инженерной геологии и гидрогеологии М, Атомиздат, 1977.

112 *Физические* свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика под ред Н Б Дортман М, Недра, 1976

113. *Фридляндер Л Я* Прострелочно взрывная аппаратура и ее применение в скважинах. М, Недра, 1975

114 *Фукунага К* Введение в статистическую теорию распознавания М, Мир, 1979

115 *Ханин А А* Петрофизика нефтяных и газовых пластов М, Недра, 1976.

116 *Чекалин Л М* Газовый каротаж скважин и геологическая интерпретация его результатов М, Недра, 1965

117 *Черменский Г А* Прикладная геофизика. Л, Недра, 1977.

118. *Численное* решение задачи формирования зоны проникновения/И Г Ярмахов, И В Логинов, Н Н Сохранов, Б Ю Вендельштейн — Прикладная геофизика, вып. 89 М, Недра, 1973, с 135—142.

119 *Чукин В Т* Боковой каротаж — Прикладная геофизика, вып 21 М, Гостоптехиздат, 1958

120 *Чукин В Т, Бондаренко М Т, Островский А И* Совершенствование метода бокового каротажа — Прикладная геофизика, вып. 83. М, Недра, 1976, с 134—172.

121 *Шакиров А Ф* Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин. М, Недра, 1972.

122 *Элланский М. М* Методика комплексной обработки промыслово-геофизических материалов и керна при изучении продуктивных коллекторов с помощью математических методов и ЭВМ М, изд ВНИИОЭНГ, 1976

123 *Юровский Ю М* Разрешающая способность газового каротажа Изд 2 е перераб и доп М, Недра, 1970.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ЕДИНЫЕ НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ (ЕНВ)

РАЗДЕЛ I

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

§ 1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА БАЗЕ

Содержание работ

Получение задания на геофизические исследования и оформление необходимой технической документации. Сдача первичных материалов по возвращении на базу. Проверка автомашин (подъемников, каротажных и перфораторных лабораторий) и заправка их на автозаправочной станции (АЗС). Получение скважинной аппаратуры, не окончательно снаряженных перфораторов и грунтоносов, оборудования, радиоактивных источников, необходимых материалов для прострелочных работ в соответствующих подразделениях геофизической службы и сдача их по возвращении на базу, уточнение первой метки на кабеле. Погрузка и разгрузка вручную аппаратуры, оборудования и необходимых материалов. Чистка, смазка, уборка, мойка лабораторий (станций) и подъемников. Окончание предварительной обработки диаграмм (без обводки кривых).

Нормы времени

Таблица П.1

Вид работы	Нормы времени, мин
Геофизические работы в комплексе:	
до трех видов исследования	50
более трех видов исследования	60
Прострелочные работы	55

Примечания. 1. На эталонировку цементомеров ЦМТУ и СГДТ устанавливается дополнительное время — 60 мин. 2. При производстве подготовительно-заключительных работ на базе при отсутствии теплых стоянок для каротажных подъемников и станций в осенне-зимний период к нормам времени применяются следующие поправочные коэффициенты: при температуре от —5 до —15 °С—1,3; ниже —15 °С—1,5

§ 2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА СКВАЖИНЕ

Содержание работ

Установка каротажной (перфораторной) станции, подъемника, разгрузка и погрузка аппаратуры и оборудования. Монтаж и демонтаж роликов спуско-подъемной арматуры, сборка и разборка схем с первичным присоединением и конечным отсоединением груза и скважинного прибора (перфоратора, бокового грунтоноса).

Проверка схемы и настройка станции, проверка кабеля на утечку и обрыв в конце работы, определение цены первой метки. Установка взрывных патронов в прострелочную аппаратуру, проверка всех узлов опробователя пластов с установкой баллонов. Установка скважинного прибора (перфоратора, грунтоноса) в устье скважины и подъем его из устья после работы. Извлечение образцов пород из боковых грунтоносов.

Проявление, проверка, предварительное оформление диаграмм и необходимой документации.

При калибровке (эталонировании) геофизической аппаратуры на скважине устанавливаются следующие нормы времени.

Нормы времени

Таблица П.2

Вид работы	Нормы времени, мин
Геофизические работы в комплексе:	
до трех видов исследования	50
более трех видов исследования	60
Прострелочные работы (при одновременном спуске в скважину не более 30 зарядов	50

Примечание. На повторную (после отстрела) зарядку перфоратора и сборку гирлянды перфораторов на скважине устанавливается дополнительное время (в мин, табл. П. 3).

Таблица П.3

Вид работы	Перфоратор		
	ПКС	ПКО	ПК
Зарядка перфоратора	9	6	7
Сборка гирлянды	36	45	—

Таблица П.4

Аппаратура	Нормы времени, мин
Аппаратура РК всех видов	32
Аппаратура акустического каротажа (типа СПАК)	35
Аппаратура индукционного каротажа	30
Акустический цементомер, каверномер (градуирование двумя кольцами), аппаратура бокового каротажа	15
Скважинный термометр (при определении геотермического градиента)	10

Примечания: 1. При производстве подготовительно-заключительных работ на скважине в осенне-зимний период к нормам времени применяются поправочные коэффициенты: при температуре от —5 до —15 °С—1,3; ниже —15 °С—1,5 2. При проведении работ в весенне-летний и осенний периоды на скважинах, находящихся в таежно-болотистой местности, к нормам времени применяется коэффициент 1,5. 3. При производстве работ через бурильные трубы на установку и демонтаж спуско-подъемной арматуры устанавливается дополнительное время 30 мин.

§ 3. ИССЛЕДОВАНИЕ В СКВАЖИНАХ

Содержание работ

Электрический, акустический и радиоактивный каротаж, кавернометрия скважины, контроль цементирования, определение притока флюидов; термометрия скважины; определение места прихвата бурового снаряда; определение местоположения муфт магнитным локатором — замер в интервале 100 м. Определение глубины забоя — трехкратная запись КС или ПС в интервале 50 м. Точечные измерения — установка прибора в интервале за-

Нормы времени

Таблица П.5

Вид работы	Единица измерения	Нормы времени, мин
Электрический каротаж		
Каротаж сопротивления, боковое каротажное зондирование, измерение удельного сопротивления промывочной жидкости вдоль ствола скважины при масштабе глубин:		
1:500	100 м	3,3
1:200	100 м	4,4
Боковой каротаж	100 м	5,0
Микрокаротаж	100 м	8,2
Боковой микрокаротаж	100 м	8,2
Индукционный каротаж при масштабе глубин:		
1:500	100 м	3,6
1:200 (при исследовании тонкослоистого разреза)	100 м	4,5
Определение глубины забоя	Операция	5,0
Радиоактивный каротаж		
Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж:		
а) аппаратурой со сцинтилляционными счетчиками при масштабе глубин:		
1:500 (вязкость промывочной жидкости τ = =1,5 с)	100 м	13,0
1:200 (τ=3 с)	100 м	22,0
1:50	100 м	44,0
б) аппаратурой с газоразрядными счетчиками при масштабе глубин:		
1:500	100 м	26,0
1:200	100 м	44,0
1:50	100 м	100,0
Импульсный нейтронный каротаж:		
а) непрерывная запись диаграмм при масштабе глубин:		
1:500	100 м	26,4
1:200	100 м	66,0
б) определение ВНК (ГЖК)	100 м	66,0
в) точечные измерения	Точка	8,0
г) определение на скважине τ по точечным измерениям	Точка	10,0
Акустический каротаж	100 м	7,4
Кавернометрия скважины при масштабе глубин:		
1:500	100 м	4,4
1:200	100 м	4,4

Продолжение табл. П.5

Вид работы	Единица измерения	Нормы времени, мин
Термометрия скважины		
Контроль цементирования, определение притока флюидов	100 м	4,4
Определение геотермического градиента, затрубной циркуляции жидкости	100 м	7,5
Определение температуры забоя	Операция	7,0
Контроль цементирования:		
а) приборами ЦМТУ при масштабе глубин:		
1:500	100 м	8,2
1:200	100 м	22,0
б) приборами АКЦ при масштабе глубин:		
1:500	100 м	3,6
1:200	100 м	5,5
в) приборами СГДТ при масштабе глубин:		
1:500	100 м	8,2
1:200	100 м	18,5
Точечные измерения	Точка	5,0
Определение места прихвата бурильного снаряда		
Запись прихватоопределителем примасштабе глубин:		
1:500	100 м	3,0
1:200	100 м	4,4
Нанесение магнитных меток на буровой снаряд:		
через 10 м	Метка	0,6
через 25 м	Метка	1,1
через 100 м	Метка	2,1
Определение местоположения муфт магнитным локатором	100 м	6,6
Инклинометрия скважины:		
через 5—10 м	Точка	1,1
через 20—25 м	Точка	1,5
через 50 м	Точка	2,0
Перфорация	Отстрел	1,1
Отбор образцов пород в скважинах:		
стреляющим боковым грунтоносом	Операция	3,0
сверлящим боковым грунтоносом при интервале отбора 2,5—3 м:		
в песчано-глинистых породах	Образец	13,5

Продолжение табл. П.5

Вид работы	Единица измерения	Нормы времени, мин
в карбонатных породах	Образец	25,3
Опробование пластов	Операция	100,0

Примечания. 1. Одновременная регистрация нескольких параметров при одном спуске или подъеме считается одной операцией. 2. При проведении каротажа комплексной аппаратурой добавляется время на установку масштаба записи и коммутацию приборов на одну спуско-подъемную операцию—10 мин. 3. В интервалах, в которых запись производится одновременно в двух масштабах глубин (1:500 и 1:200), норма времени принимается для масштаба 1:200. 4. При проведении геофизических исследований в бурящихся скважинах, заполненных нефтью, к нормам времени применяется коэффициент 1,3. 5. При проведении геофизических исследований в глубоких скважинах начиная с интервала 3000 м к нормам времени применяются следующие поправочные коэффициенты: в интервале глубин 3001—4000 м — 1,3; 4001—5000 м — 1,5; свыше 5000 м — 1,6. 6. При проведении геофизических исследований в наклоннонаправленных скважинах с углом 25—45° к нормам времени применяется коэффициент 1,15.

мера, включение его, замер и подъем прибора до следующей точки. Инклинометрия — установка прибора в интервале замера, замер, отсчет угла наклона и азимута скважины, подъем прибора до следующей точки. Перфораторные работы — установка стреляющего аппарата в интервале прострела, производство одного выстрела (включение) независимо от числа одновременно стреляющих стволов перфораторов. Отбор грунтов стреляющими боковыми грунтоносами — установка бокового грунтоноса на глубине прострела, производство одного выстрела (включение) независимо от числа одновременно стреляющих камер и извлечение бойка из породы. Опробование пластов — установка прибора в заданном интервале, отбор пробы из пласта, извлечение пробы из баллона прибора, разборка, промывка с опрессовкой, заправка маслом и сборка прибора.

Отбор грунтов сверлящим боковым грунтоносом — установка бокового грунтоноса в точке выбуривания, выбуривание и отрыв образца горной породы, подъем бокового грунтоноса до следующей точки, извлечение образцов из бокового грунтоноса, подготовка бокового грунтоноса к следующему спуску (чистка, промывка).

§ 4. ПЕРЕСОЕДИНЕНИЕ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ

Содержание работ

Извлечение прибора из устья скважины, отсоединение его от кабеля, присоединение нового прибора с помощью кабельного наконечника. Проверка кабеля и прибора на утечку, замер цены первой метки. Установка нового прибора в устье скважины.

Нормы времени

Таблица П.6

Аппаратура	Норма времени, мин
Все виды скважинной аппаратуры (кроме перфораторов), боковые грунтоносы с переключающим устройством и соединительными муфтами	9
Перфораторы	7
Скважинный прибор БКЗ (переключение коробки)	1

Примечания. 1. На вкладывание (извлечение) источника радиоактивного излучения предусматривается дополнительное время — 3,5 мин. 2. В осенне-зимний период к нормам времени на пересоединение скважинных приборов применяются следующие поправочные коэффициенты: при температуре от —5 до—15 °С—1,5; ниже —15 °С—2.0

§ 5. РАЗМЕТКА КАБЕЛЯ НА СКВАЖИНЕ

Нормы времени

Таблица П.7

Вид работы	Единица измерения	Норма времени, мин
Промер кабеля без установки меток при прострелочных работах	100 м	2,5
Разметка интервала прострела	Операция	5,0
Разметка интервала прострела с отбивкой забоя	Операция	10,0

Примечание. В осенне-зимний период к нормам времени на разметку кабеля на скважине применяются поправочные коэффициенты: при температуре от —5 до —15 °С—1,3; при температуре ниже —15 °С — 1,5.

§ 6. СПУСК И ПОДЪЕМ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ БЕЗ ЗАМЕРА

Содержание работы

Спуск и подъем на 1000 м скважинных приборов (перфораторов, грунтоносов)

Нормы времени

Таблица П.8

Прибор	Норма времени, мин. Параметры промывочной жидкости: плотность до 1,5 г/см³, вязкость до 60 с	плотность до 1,7 г/см³, вязкость до 60 с	плотность более 1,7 г/см³, вязкость до 80 с
Все виды скважинных приборов, за исключением прострелочных и шаблонов	1,1	1,3	1,7
Перфораторы корпусные кумулятивные	1,0	1,3	2,2
Перфораторы кумулятивные бескорпусные и с полностью разрушающимся корпусом:			
спуск	2,2	2,6	3,3
подъем	1,0	1,1	1,3
Стреляющие боковые грунтоносы:			
спуск	1,1	1,3	1,7
подъем	2,2	2,6	3,3
Сверлящие боковые грунтоносы	1,0	1,3	2,2
Опробователь пластов	0,9	1,1	1,7
Шаблон (шаблонирование)	0,9	1,1	1,9

Примечания. 1. При спуске и подъеме скважинных приборов в глубоких скважинах начиная с глубины 3000 м к нормам времени применяются следующие поправочные коэффициенты для интервалов глубины: 3001—4000 м — 1,3; 4001—5000 м —1,5; более 5000 м — 1,6. 2. При спуско-подъеме скважинных приборов через свечи к нормам времени применяется поправочный коэффициент 1,5. 3. В наклоннонаправленных и в искривленных скважинах с углом наклона более 25—45° к нормам времени применяется коэффициент 1,15; при углах наклона более 45°, а также в осложненных скважинах учитываются фактические затраты времени.

РАЗДЕЛ II

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА УГОЛЬ, РУДУ И ДРУГИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

§ 7. ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА БАЗЕ

Содержание работы

Получение задания и оформление необходимой технической документации. Подготовка каротажной станции и подъемника к выезду на скважину, заправка их на АЗС, проверка оборудования, аппаратуры и кабеля при приеме из аппаратного цеха, получение радиоактивных источников, специальных материалов для прострелочных работ и сдача их после проведения исследований. Получение заряженных грунтоносов и перфораторов на специальных складах. Погрузка вручную на средства передвижения, разгрузка и сдача аппаратуры и оборудования. Чистка, уборка каротажно-перфораторной аппаратуры и оборудования. Настройка и проверка гироскопического инклинометра, окончание предварительной обработки каротажных кривых (без обводки).

Нормы времени

Таблица П.9

Вид работы	Нормы времени, на выезд, мин
Геофизические работы в комплексе (кроме прострелочных работ) при числе методов от двух до семи	50
Геофизические работы в комплексе с отбором грунтов	70
Один вид работ (стандартный электрический каротаж, термометрия скважины, кавернометрия, отбор образцов, пород, перфорация, акустический каротаж и т. п.)	35
Работа с гироскопи ческим инклинометром	70

Примечания. 1. При отсутствии на базе теплых стоянок для каротажных подъемников и станций в осенне-зимний период к нормам времени применяются следующие поправочные коэффициенты: при температуре от—5 до—15° С—1,3; при температуре ниже — 15 °С — 1,5. 2. При числе методов в комплексе более семи учитываются фактические затраты времени.

§ 8. ПОДГОТОВИТЕЛЬНО-ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА СКВАЖИНЕ

Содержание работы

Установка каротажной станции, подъемника. Погрузка и разгрузка аппаратуры и оборудования вручную. Установка блок-баланса на устье скважины, монтаж и демонтаж схем с первичным присоединением и конечным отсоединением груза и скважинного прибора, проверка кабеля на утечку и на обрыв в конце работы, определение цены первой метки, установка скважинного прибора в устье скважины и подъем его из устья после работы. Промывка, чистка скважинной аппаратуры и оборудования.

Нормы времени

Таблица П.10

Вид работы	Нормы времени на выезд, мин
Геофизические работы в комплексе в скважинах, бурящихся на руду	60
Геофизические работы в комплексе (кроме прострелочных работ) в скважинах, бурящихся на уголь и другие полезные ископаемые	50
Геофизические работы в комплексе с прострелочными работами в скважинах, бурящихся на уголь и другие полезные ископаемые	70
Один вид работ (стандартный *электрический каротаж*, термометрия скважин, кавернометрия, отбор образцов пород, перфорация, акустический каротаж и т. п.)	40
Работа с гироскопическим инклинометром	60

Примечания. 1. В осенне-зимний период к нормам времени на подготовительно-заключительные работы на скважине применяются коэффициенты: при температуре от —5 °С до —15 °С—1,3; при температуре ниже —15 °С—1,5. 2. Время на оперативный анализ материалов каротажных работ по скважине зависит от сложности геологического разреза и определяется местными нормами. 3. При проведении работ в весенне-летний и осенний периоды на скважинах, находящихся в таежно-болотистой местности, к нормам времени применяется коэффициент 1,5.

Нормы времени на калибровку (эталонирование) геофизической аппаратуры на скважине приведены в табл. П, 11.

Таблица П.11

Аппаратура	Норма времени, мин
Аппаратура радиоактивного каротажа всех видов:	
а) для количественных определений	60
б) для других исследований	30
Каверномер (градуирование двумя кольцами), аппаратура бокового каротажа	15
Скважинный термометр (при определении геотермического градиента)	10
Аппаратура акустического каротажа	30
Комплексная скважинная магнитометрическая аппаратура (для проведения каротажа магнитной восприимчивости)	30

Проявление, проверка, предварительное оформление диаграмм и составление необходимой документации. Извлечение образцов пород из бойков грунтоноса; замер удельного сопротивления промывочной жидкости поверхностным резистивиметром; настройка гироскопического инклинометра, запуск гироскопа, перенос инклинометра для контроля в станцию и его установка в столе. При прострелочных работах: разметка опасной зоны, ее обозначение и т. п.

§9. ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Содержание работы

Электрический каротаж, радиоактивный каротаж, магнитный каротаж, акустический каротаж, термометрия, кавернометрия, резистивиметрия скважины — замер в интервале 100 м. Определение глубины забоя — трехкратная запись КС или ПС в интервале 50 м. Измерение искривления

Нормы времени

Геофизические исследования в скважинах, пробуренных на уголь

Таблица П.12

Вид работы	Единицы измерения	Нормы времени на изучение геологического разреза (в мин)			
		не содержащего полезных ископаемых	содержащего полезные ископаемые		
		Масштаб глубин			
		1:200	1:200	1:50	1:20
Электрический каротаж, каротаж потенциалов *самопроизвольной поляризации*, кавернометрия скважины	100 м	4,1	8,8	25	50
Каротаж электродных потенциалов, каротаж скользящих контактов, микрокаротаж, токовый каротаж, боковой (каротаж, боковой) микрокаротаж, каротаж вызванных потенциалов, каротаж градиента поля самопроизво льной поляризации	100 м	6,0	11,0	58	70
Радиоактивный каротаж при использовании аппаратуры со сцинтилляционными счетчиками. Гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, селективный гамма-гамма-каротаж	100 м	13,2	37,7	70,0	120,0
Акустический каротаж по скорости, акустический каротаж по затуханию	100 м	4,4	4,4	13,2	—

Примечания к табл. П.12—П.14. 1. Одновременная регистрация нескольких параметров считается как одна операция, а норма времени принимается наибольшей из установленных для этих параметров. 2. При проведении радиоактивного каротажа с аппаратурой на газоразрядных счетчиках к нормам времени *применяется коэффициент* 1,7. 3. В интервалах, в которых запись производится одновременно в двух масштабах (1:500 и 1:200), норма времени принимается для масштаба 1:200. 4. При проведении геофизических исследований в глубоких скважинах, начиная с глубины 2500 м, к нормам времени применяются следующие поправочные коэффициенты в интервалах глубин: 2501—3000 м — 1,1; 3001—4000 м — 1,3; 4001—5000 м — 1,5. 5. При проведении работ в наклонных скважинах с углом 15—25° к нормам времени применяется коэффициент 1,1, с углом наклона 25—45°—1,15. 6. При выполнении работ по каротажу магнитной восприимчивости в масштабе 1:2000 используется коэффициент 0,5. 7. При исследовании угольных пластов в нефтяных и газовых скважинах применяются нормы времени, установленные для угольных скважин.

скважин — установка прибора, в интервале замера, замер, отсчет угла наклона и азимута скважины, подъем прибора до следующей точки. Перфораторные работы — установка стреляющего аппарата в интервале прострела, производство одного выстрела (включение) независимо от числа одновременно стреляющих стволов перфоратора. Отбор грунтов — установка грунтоноса на глубине прострела, производство одного выстрела (включение) независимо от числа одновременно стреляющих стволов перфоратора. Отбор образцов пород — установка бокового грунтоноса на глубине прострела, производство одного выстрела (включение) независимо от числа одновременно стреляющих камер, извлечение бойка из породы.

Геофизические исследования в скважинах, пробуренных на руду и другие полезные ископаемые

Таблица П.13

Вид работы	Единицы измерения	Нормы времени на изучение геологического разреза (в мин)						
		не содержащего полезные ископаемые			содержащего полезные ископаемые			
		Масштаб глубин						
		1:1000	1:500	1:200	1:500	1:200	1:50	1:20
Электрический каротаж: сопротивлений, потенциалов самопроизвольной поляризации, токовый	100 м	2,2	3,7	6,6	11,0	17,8	25,0	50,0
Каротаж: скользящих контактов, электродных потенциалов, вызванных потенциалов	100 м	—	6,6	11,0	12,0	19,0	50,0	70,0
Каротаж магнитной восприимчивости*	100 м	4,4	6,6	9,4	13,2	20,6	25,0	50,0
Радиоактивный каротаж при использовании аппаратуры со сцинтилляционными счетчиками:								
гамма-	100 м	7,4	13,2	13,2	28,7	66,0	66,0	66,0
нейтронный гамма-	100 м	—	—	—	30,8	30,8		—
гамма-гамма-	100 м	—	—	—	26,4	26,4**	73,4	73,4
спектрометрический нейтронный гамма-	100 м	—	—	—	26,4	132,0	264,0	—
плотностной гамма-	100 м	—	—	—	29,4	29,4**	44,0	
селективный гамма-	100 м	—	—	—	27,5	37,7	88,0***	—
гамма-нейтрон-нейтронный	100 м	—	—	—	29,3	29,3	52,8	—
гамма-нейтронный	100 м	—	—	—	40,0	40,0	240,0	—
Активационный каротаж (нейтронный активационный, гамма-активационный, спектрометрический нейтронный активационный)	100 м	—	—	—	28,7	82,5****	220	—
Рентгено-радиометрический каротаж	100 м	—	—	—	66,0	110,0	237,6	—
Кавернометрия скважины	100 м	2,6	4,4	7,7	13,2	27,5	37,0	50,0

* Нормы времени на точечные измерения приведены в табл. П.14.
** Для месторождений редких металлов применяется коэффициент 2,8.
*** Для месторождений бокситов применяется коэффициент 0,5.
**** При проведении нейтронного активационного каротажа на флюорит применяется коэффициент 0,12. См. также примечания к табл. П.12.

Различные операции в скважинах при бурении на уголь, руду и другие ископаемые

Таблица П.14

Вид работы	Единица измерения	Нормы времени, мин
Термометрия скважины		
Определение мест притока воды	100 м	4,0
Определение геотермического градиента	100 м	7,5
Резистивиметрия скважины		
Измерение удельного сопротивления промывочной жидкости вдоль ствола скважины	100 м	2,8
Определение мест притока воды при глубине скважин:		
<50 м	100 м	12,3
>50 м	100 м	5,2
Инклинометрия скважины через:		
5—10 м*	Гочка	1,5
20—25 м	»	1,7
40—50 м	»	2,2
Определение глубины забоя	Операция	5,0
Перфорация	Отстрел	1,4
Отбор образцов пород боковыми стреляющими грунтоносами:		
ГМК—50	Операция	3,0
ГМС—40	»	4,4
Шаблонирование скважины диаметром:		
<60 мм	100 м	6,3
60—90 мм	100 м	5,0
>90 мм	100 м	4,0
Снятие одного спектра при радиоактивных методах (рентгено-радиометрический каротаж и др.)	Операция	21,4
Каротаж магнитной восприимчивости, точечные измерения через:		
5 м	Точка	1,7
10 м	»	2,0

* При проведении работ с иными интервалами измерений следует применять: а) для интервалов 11—14, 26—30 м — норму времени, предусмотренную для интервалов 5—10 и 20—25 м соответственно; б) для интервалов 15—20, 31—40 м — норму времени, предусмотренную для интервалов 20—25 и 40—50 м соответственно. См. также примечания к табл. 12.

§ 10. ПЕРЕСОЕДИНЕНИЕ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ

Содержание работ

Извлечение прибора из устья скважины, отсоединение его от кабеля, проверка кабеля и приборов на утечку, присоединение нового прибора, замер цены первой метки, установка прибора в устье скважины. При отборе образцов пород дополнительно установка бокового грунтоноса в защитную трубу, оснащение его пиропатроном, проверка токопроводимости зажигательной головки, проверка кабеля и оборудования на отсутствие тока, спуск прибора на глубину 50 м и проверка целостности цепи.

Нормы времени

Таблица П.15

Прибор, аппаратура	Норма времени на одно пересоединение, мин
Все виды скважинной аппаратуры (кроме боковых грунтоносов и перфораторов)	10
Боковые грунтоносы с переключающим устройством	20,0
Перфораторы	7,0

Примечания. 1. На вкладывание (извлечение) источника радиоактивного излучения предусматривается дополнительное время — 3,5 мин. 2. В осенне-зимний период к нормам времени на пересоединение скважинных приборов применяются следующие поправочные коэффициенты: при температуре от —5 до —15 °С—1,5; при температуре ниже —15 °С—2,0. 3. В скважинах глубиной до 100 м к нормам времени применяются поправочные коэффициенты: при спуске скважинных приборов — 1,8; при подъеме скважинных приборов — 3,8. 4. При спуске и подъеме скважинных приборов без замера в глубоких скважинах начиная с глубины 2500 м к нормам времени применяются следующие поправочные коэффициенты в интервале глубин: 2500—3000 м — 1,1; 3001—4000 м —1,3; 4001—5000 м — 1,5; свыше 5000 м — 1,6.

§ 11. РАЗМЕТКА КАБЕЛЯ НА СКВАЖИНЕ

Нормы времени

Таблица П 16

Вид работы	Единица измерения	Норма времени, мин
Промер кабеля с установкой меток через:		
20 м	Операция	2,5
50 м	»	3,0
Промер кабеля без установки меток:		
для всех видов работ (кроме прострелочных)	100 м	2,0
для прострелочных работ	100 м	2,5
Разметка интервала прострела и установка временных меток по данным токового каротажа	Операция	5,0

Примечание. В осенне-зимний период к нормам времени на разметку кабеля на скважине применяются поправочные коэффициенты: при температуре от —5 до —15 °С—1,3; при температуре ниже —15 °С — 1,5.

§ 12. СПУСК И ПОДЪЕМ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ БЕЗ ЗАМЕРА

Содержание работ

Спуск или подъем на 100 м скважинного прибора (груза) без замера.

Нормы времени

Таблица П.17

Прибор, аппаратура	Норма времени, мин
Все виды скважинных приборов, кроме приборов радиоактивного акустического каротажа, боковых грунтоносов, перфораторов:	
спуск	2,0
подъем при диаметре скважины:	
<60 мм	4,3
60—90 мм	3,0
>90 мм	2,0
Боковые грунтоносы, перфораторы, приборы акустического и радиоактивного каротажа	
спуск	2,0
подъем	4,4

Примечания. 1. При подъеме и спуске скважинных приборов без замера в рудных и угольных скважинах между интервалами детализации, расположенными на расстоянии до 30 м, к нормам времени применяется поправочный коэффициент 1,5. 2 В наклоннонаправленных и искривленных скважинах к нормам времени применяются коэффициенты: при углах наклона 15—25°—1,1; 25—45°—1,15; свыше 45° учитываются фактические затраты времени.

А

Аварии 68
Автоматизированная обработка данных ГИС 381
Автокомпенсатор 280
Автоматическая каротажная станция 239, 260
Акустический излучатель 298
— изолятор 300
— импульс 146
— приемник 299
— телевизор 305
— цементомер 228, 303
Алгоритм интерпретации 403
— отбивки границ пластов 403
— определения удельного сопротивления 403
— оценки качества БКЗ и определения $\rho_п$ 403
— трансформации данных каротажа 403
— увязки данных каротажа по глубине 403
— оценки глинистости пород по ГК 403
— определения пористости 403
— литологического расчленения и выделения коллекторов 403
— оценки характера насыщения 406
Альтитуда 23
Амплитуда волны 151, 152
Анизотропная среда 94
Аппаратура автономная 339
— акустического каротажа 291
— бокового каротажа 290
— газового каротажа 314
— диэлектрического каротажа 319
Аппаратура для исследования эксплуатационных скважин 337
— для каротажа при бурении 326
— для термометрии 321
— индукционного каротажа 290
— комплексная электрического каротажа 291
— магнитного каротажа 306
— механического каротажа 318
— передачи данных 349
— «Поток-5» 339
— цифровой регистрации 348
— электрического каротажа 271

Б

Башмак микрозонда 272
Безопасность при работе с ВВ 71
Блок 57
— баланс 59
— записи 343
Боковой каротаж 107
— микрокаротаж 117
— отбор образцов 563
Боковое каротажное зондирование 104
Бризантные ВВ 537
Бурение скважин 24

В

Ввод данных в ЭВМ 407
Взрывные пакера 550
Ввзрывчатые материалы 535
Влагомер диэлькометрический 334
Волна 146
— головная 148, 152
— обменная 148
— обобщенная 148
— отраженная 148
— плоская 146
— поверхностная 148
— поперечная 147
— продольная 147
Волновая картина 151
Волновое поле 152
— число 147
Волны длина 146
— луч 147
— фаза 146
— фронт 147
Вскрытие пластов перфорацией 566
Выбор зонда БК 114
ЭК 100
Выделение нефтегазонасыщенных пластов 430
— пластов угля 518
— руд 507
— эксплуатационных объектов 492
Вытеснение воды газом 494
— газа водой 494
— нефти водой и газом 495
Вычислитель каротажный 352

Г

Газоанализатор 314
Газовоздушная смесь 183
Газокаротажная станция 246, 265
Газосодержание 183
Гальванометр 248
Гамма-дефектомер 226
— толщиномер 230
— цементомер 226
Генератор давления 548
Геологическая и геофизическая интерпретация 393
Геометрический фактор 122, 191
Геофизические исследования скважин 3
Гидродинамическое совершенство скважины 548
Глинистость 8
Глинистая корка 9
Глубина проникновения 12
Глубинность АК 158
Глубиномер 319
Градиент-зонд 92
Градиент-термометрия 196
Грунтонос боковой 536
Группирование пластов 480

Д

Датчик глубин и веса 318
— меток 62
Дегазатор 314
Дегазация ПЖ 185
Диаграмма направленности 298, 300
Дискретность преобразования 341
Дифференциальная термометрия 196
Диффузионно-адсорбционная активность 19
Диффузионный потенциал 133
Диэлектрическая проницаемость 18

З

Закон Гука 147
Заряд кумулятивный 544
Зольность углей 507, 528
Зона проникновения 10
Зонд каротажный 84
— БК 107, 273
— ИК 275
— МК 272, 275
— многоэлектродный для БКЗ 272
— ЭК обычный 92, 272
Зондовый наконечник 272

И

Извилистость пор 15
Измерение диаметра скважины 214
— искривления скважины 214
— магнитного поля 189
— натяжения кабеля 63
— объема ПЖ 319
Индикатор влажности 335
— дефектов труб 327
— фазокорреляционных диаграмм 303
Инклинометр 217, 330
Инициирующие ВВ 535
Интервальное время 152
Интерпретация результатов ГИС пластовая 393
— — — сводная 401
— — — точечная 393
Использование результатов группирования 492
Испытатель пластов 31
Испытание пласта 31, 32
Исследование действующих скважин 369: влагометрия 374, расходометрия 370, локация муфт 378, резистивиметрия 372, термометрия 369 профиля скважины 377, состава флюида 371
Источник питания 259

К

Кабель грузонесущий геофизический 36
— зонд 272
Каверномер 327
Кавернометрия 214
Кажущееся УЭС 84
Капельно-люминесцентный анализ 188
Капиллярное давление 9
Каппаметр скважинный 306
Каротаж акустический 146
— — на головных волнах 152
— — на отраженных волнах 178
— — по скорости 164
— — по затуханию 166
— боковой 107
— волновой диэлектрический 130
— вызванных потенциалов 131
— газовый при бурении 183
— газовый после бурения 186
— газовый комплексный 186
— гидрогеологических и инженерно-геологических скважин 532
— дивергентный 118
— диэлектрический 129
— — индуктивный 130
— индукционный 118
— магнитный 189
— магнитной восприимчивости 189
— механический 187
— методом электродных потенциалов и скользящих контактов 203
— пенетрационный 532
— потенциалов самопроизвольной поляризации 133
— электрический 93
— электромагнитный 118
Каротажная станция 42, 239
— — пенетрационная 264
— — переносная 264
Каротажный подъемник 42
Керноотборник сверлящий 538
Класс месторождения угля 519
Код Грэя 341
— двоичный 341
— двоично-восьмиричный 341
Колебание 146
Коллектор 7
— глинистый 8
— трещинный 7
Коллекторские свойства 7
Компенсатор давления 277
Комплекс ГИС нефтяных и газовых скважин 407
— — угольных скважин 518
— программ интерпретации на ЭВМ 410
Комплексирование зондов ЭК 145
Контакт водонефтяной 493, 495
— газоводяной 493
— газонефтяной 493, 501
Контроль гидроразрыва пласта 506
— обсадных колонн 230
— технического состояния скважин 504
— точности измерений 378
— цементирования скважин 224
— цифровых данных 387
Контроль эксплуатации месторождений 493
— — подземных газохранилищ 504
Корреляция разрезов скважин 422
Коэффициент анизотропии 17
— водонасыщенности 8, 9
— газонасыщенности 8
— глинистости 462
— нефтегазонасыщенности 462, 476
— поглощения волны 161
— нефтенасыщенности 8
— полезного действия излучателя 298
— пористости 7, 462
— проницаемости 8
— разбавления 183
— увеличения сопротивления 15
— уменьшения диэлектрической проницаемости 19
Кривая восстановления давления 35
— КС 92
— ПС 133
Критерии качества автоматической интерпретации 407, 408, 409
— нефтегазоносности 407
Критический угол 298

Л

Локатор муфт 232, 556

М

Магнитометр скважинный 306
Магнитная восприимчивость 188
Манометр глубинный 336
Мембранный потенциал 135
Микрокаротаж 117

Н

Наклономер пластовый 331
Насыщенность коллектора 8
Нормы времени 76

О

Обрабатывающий комплекс (миницентр) 352
Обработка БКЗ 106
— данных БК 115
— — ИК 124
— — на ЭВМ 403
— и оформление результатов ГИС 379
— кривой ПС 140
Обсадные трубы 27
Объемная газонасыщенность 489
Окислительно-восстановительная э. д. с. 137
Оперативная интерпретация данных ГИС 392
Определение вида распределений 487
— глубин 41
— границ пластов 94, 403
— завершенности группирования 491
— затрубной циркуляции 504
— параметров пластов 488
— прихвата труб 505
— УЭС пластовой воды 473
— элементов залегания пласта 220
Опробование пластов 564
Опробователь пластов 539
Организация ГИС 72
Остаточная водонасыщенность 9
Отбор и исследование шлама 187
Открытая пористость 7
Относительное сопротивление 15
Оценка глинистости 472
— нефтегазонасыщенности 476
— пористости 462
— продуктивности 493
— средних параметров залежи 478
— эффективной мощности 479

П

Пакер 32
Переходная зона 9
Перфоратор стреляющий 543
Питание аппаратуры 278
Пластовый наклономер 224
Плотность перфорации 567
Поверка аппаратуры АК 305
Поглощение упругих волн 161
Погрешность цифровой регистрации 348
Подготовительные работы 64
Подготовка каротажных диаграмм 385
— оборудования 68
Подсчет запасов нефти и газа 492
Подъем кабеля 66
Помехи при ЭК 353
Пористость 7
Пороха 535
Потенциал-зонд 92
— ПС 133
Правила техники безопасности 69
Предварительная обработка данных ГИС 393
Представление данных в цифровой форме 384
Преобразование диаграмм 385
Преобразователь диаграмм 343
— первичный 278
— частоты 279
Приемник упругих волн 299
Прижимное устройство 273
Признаки нефтегазонасыщенных пластов 435
Принцип взаимности 93
Прихватоопределитель 558
Проведение измерений при каротаже 353
Промывочная жидкость 27
Промытая зона 10
Проникновение фильтрата ПЖ 9
— — — повышающее 12
— — — понижающее 12
Проницаемость 8
Прострелочно-взрывные работы 559
Профилемер 327
Псевдостатическая ПС 133

Р

Радиус исследования при АК 158
Разделение пластов взрывными пакерами 569
Расходомер 333
Расходометрия 233
Расчленение пластов на категории 485, 486
— — на группы 485
— — на подгруппы 486
Расчленение разрезов скважин 416
Регистрируемая ПС 139
Резистивиметр 277

С

Самопроизвольная поляризация 133
Сбор данных 381
Свойства углей 507
Скорость упругих волн 20, 158
— фазовая 147
Смачиваемость породы 8
Сопротивление заземления 93
— излучателя 299
Составление задания для ЭВМ 407
— заключения о скважине 412
Спектр излучателя 299
Способ выделения нефтегазонасыщенных пластов 407
— контрольных скважин 532
Способ пусковой скважины 532
— разделения пластов на группы 485
Спуск кабеля 65
Станция АИСТ 339
Статическая ПС 137

Т

Телеизмерительная система 282
Термометр сопротивления 321
Термометрия скважин 195
Техника безопасности 69
Торпеда и торпедирование скважин 554
Торпедирование бурового инструмента 571

Транспортировка оборудования 69
Трансформатор 279
Трубный профилемер 231
Труборез кумулятивный 555

У

Удельная мощность импульса 298
— плотность нефти 9
— поверхность породы 8
УЭС зоны проникновения 12
— коллектора 16
— — глинистого 16
— — трещинного 16
УЭС промывочной жидкости 14, 18
— промытой зоны 15
— фильтрата ПЖ 14
Уравнения электрического поля 93
Усилитель 279
Устьевое оборудование 338

Ф

Фазокорреляционная диаграмма 152
Феррозонд 307
Фильтрационно-емкостные свойства пластов 480
Фильтрационный потенциал 136
Фотоаппарат скважинный 336
Фоторегистратор 248

Х

Хранение оборудования 68
Хроматограф 314

Ц

Цементограмма 225
Центратор 300

Ч

Частотная характеристика приемника АК 300
Чувствительность приемника АК 229

Ш

Шаг квантования по глубине 341
Шифры методов ГИС 3

Э

Эксплуатация скважин 35
Электрод зонда 84
Электромагнитная дефектоскопия 232
Электронный самопишущий потенциометр 258
Эффективная мощность 432

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Шифры методов ГИС и основные обозначения 3

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Глава I. Сведения о горных породах и полезных ископаемых (Н. Н. Сохранов) 7

§ 1. Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов 7
§ 2. Проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт (В. С. Нейман, Н. Н. Сохранов) 9
§ 3. Физические свойства горных пород и их изменения при высоких температурах и давлениях 13

Глава II. Сведения о бурении, испытании и эксплуатации скважин (Н. А. Савостьянов, А. Ф. Шакиров) 22

§ 4. Бурение скважин 24
§ 5. Испытание скважин 31
§ 6. Эксплуатация скважин 35

Глава III. Оборудование и его применение при ГИС (А. И. Еганов) 36

§ 7. Кабели грузонесущие геофизические (Л. А. Горбенко) 36
§ 8. Каротажные подъемники и станции 42
§ 9. Вспомогательное оборудование 51
§ 10. Устьевое каротажное оборудование 57
§ 11. Проведение работ на буровой . . . 64
§ 12. Хранение и подготовка оборудования и аппаратуры на базе 68
§ 13. Транспортирование оборудования и приборов 69

Глава IV. Техника безопасности (А. И. Еганов) 69

§ 14. Правила техники безопасности при работах на бурящихся и действующих скважинах 69
§ 15. Правила техники безопасности при работе с взрывчатыми веществами . . . 71

Глава V. Организация геофизических работ (Д. Г. Байков) 72

§ 16. Организация работ 72
§ 17. Документация работ 76

ЧАСТЬ ВТОРАЯ
МЕТОДЫ КАРОТАЖА

Глава VI. Электрический каротаж 84

§ 18. Основные понятия и классификация методов электрического каротажа (Н. Н. Сохранов) 84
§ 19. Электрический каротаж (сопротивления (Н. Н. Сохранов) 93
§ 20. Электромагнитный каротаж (М. Т. Бондаренко, Н. Н. Сохранов) 118
§ 21. Каротаж вызванных потенциалов (Н. Н. Сохранов, С. М. Аксельрод) 131
§ 22. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (Б. Ю. Вендельштейн) 133
§ 23. Комплексирование зондов электрического каротажа (М. Т. Бондаренко, Н. Н. Сохранов) 145

Глава VII. Акустический каротаж (О. Л. Кузнецов) 146

§ 24. Основные понятия и термины . . . 146
§ 25. Классификация методов АК . . . 151
§ 26. Волновое поле при АК на головных волнах 152
§ 27. Основные акустические характеристики и их связь со свойствами пласта (В. И. Ищенко. О. Л. Кузнецов) . . . 158
§ 28. Акустический каротаж по скорости (времени пробега) упругих волн (В. И. Ищенко, О. Л. Кузнецов) . . . 164
§ 29. Акустический каротаж по затуханию упругих волн 166
§ 30. Акустический каротаж с регистрацией полной волновой картины и фазокорреляционной диаграммы 172
§ 31. Акустический каротаж на отраженных волнах 178

Глава VIII. Газовый каротаж (Л. И. Померанц) 178

§ 32. Газовый каротаж в процессе бурения 183
§ 33. Газовый каротаж после бурения и комплексный газовый каротаж 186
§ 34. Механический каротаж 187
§ 35. Отбор и исследование шлама . . . 187

Глава IX. Прочие методы каротажа 189

§ 36. Магнитный каротаж (В. П. Кальварская) 189
§ 37. Термометрия скважин (Л. З. Позин) 195
§ 38. Каротаж методами электродных потенциалов и скользящих контактов (А. М. Блюменцев) 203

Глава X. Различные операции в скважинах (Н. А. Савостьянов) 214

§ 39. Измерение диаметра скважины . 214
§ 40. Измерение искривления скважин 214
§ 41. Определение элементов залегания пластов 220
§ 42. Контроль цементирования скважин 224
§ 43. Контроль обсадных колонн и перфорации 230
§ 44. Расходометрия 233
§ 45. Различные контрольные операции 236

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ
АППАРАТУРА ДЛЯ КАРОТАЖА

Глава XI. Измерительные схемы каротажных станций 239

§ 46. Классификация и функциональные схемы каротажных станций (Л. И. Померанц, И. К. Саркисов, Н. Н. Сохранов) 239
§ 47. Основные узлы каротажных станций. (Л. И. Померанц) 248
48. Каротажные станции для исследования скважин. бурящихся на нефть и газ (Л. И. Померанц, И. К. Саркисов) 260

§ 49. Каротажные станции для исследования рудных и угольных скважин (Л. И. Померанц, Н. Н. Герасимов) 264
§ 50. Переносные каротажные установки (Л. И. Померанц, Т. Д. Чуева) 264
§ 51. Пенетрационно-каротажные станции (Л. И. Померанц, Я. Н. Басин) 264
§ 52. Газокаротажные станции (Л. И. Померанц) 265

Глава XII. Аппаратура электрического каротажа (П. А. Зельцман, А. Г. Барминский, В. Л. Островский) 271

§ 53. Основные узлы и измерительные схемы аппаратуры электрического каротажа 271
§ 54. Аппаратура электрического каротажа обычными зондами и микрозондами 290
§ 55. Аппаратура бокового каротажа и бокового микрокаротажа 290
§ 56. Аппаратура индукционного каротажа 290
§ 57. Комплексная аппаратура электрического каротажа 291

Глава XIII. Аппаратура акустического каротажа (О. Л. Кузнецов) 291

§ 58. Типы и модификации аппаратуры 291
§ 59. Основные узлы глубинных приборов 298
§ 60. Основные электронные узлы аппаратуры и принципы их действия (О. Л. Кузнецов, А. П. Осадчий) 302
§ 61. Метрологическое обеспечение аппаратуры 305

Глава XIV. Аппаратура для других видов каротажа 306

§ 62. Аппаратура магнитного каротажа (В. П. Кальварская) 306
§ 63. Аппаратура газового каротажа (Л. И. Померанц) 314
§ 64. Аппаратура механического каротажа (Л. И. Померанц) 318
§ 65. Аппаратура диэлектрического каротажа (С. Б. Денисов) 319
§ 66. Аппаратура для термометрии (Л. З. Позин) 321
§ 67. Комплексная аппаратура (А. М. Блюменцев) 326
§ 68. Аппаратура и оборудование для каротажа в процессе бурения (И. К. Саркисов, Л. И. Померанц) 326

Глава XV. Различная скважинная аппаратура (П. А. Зельцман) 327

§ 69. Скважинные каверномеры и профилемеры 327
§ 70. Индукционный скважинный индикатор дефектов обсадных труб 327
§ 71. Инклинометры 330
§ 72. Пластовые наклономеры НП-5 и НИД-1 331
§ 73. Расходомеры 333
§ 74. Влагомеры и плотномеры 334
§ 75. Скважинные фотоаппараты 336
§ 76. Глубинные манометры 336
§ 77. Аппаратура и оборудование для исследования эксплуатационных скважин 337
§ 78. Автономная аппаратура 339
§ 79. Прочие контрольные приборы 341

Глава XVI. Аппаратура для автоматизированной обработки и преобразования данных каротажа (Н. Н. Сохранов) 341

§ 80. Преобразователи каротажных диаграмм 343
§ 81. Аппаратура цифровой регистрации данных каротажа на скважине 348
§ 82. Аппаратура для вывода и регистрации результатов интерпретации данных каротажа на ЭВМ 349
§ 83. Аппаратура для передачи данных каротажа 349
§ 84. Аппаратура для обработки данных каротажа 352

ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ
ПРОВЕДЕНИЕ КАРОТАЖА

Глава XVII. Проведение измерений 353

§ 85. Измерения в бурящихся скважинах (Н. Н. Сохранов, Л. И. Померанц) 353
§ 86. Измерения в действующих скважинах (Я. Н. Басин) 369

Глава XVIII. Обработка измерений и представление результатов (Н. Н. Сохранов) 378

§ 87. Контроль точности измерений 378
§ 88. Обработка и оформление результатов измерений 379

Глава XIX. Автоматизированная обработка и интерпретация результатов геофизических измерений (Н. Н. Сохранов) 381

§ 89. Сбор, обработка, оформление и хранение данных ГИС 381
§ 90. Подготовка данных каротажа для интерпретации на ЭВМ 384
§ 91. Обработка и интерпретация данных каротажа на ЭВМ 391

ЧАСТЬ ПЯТАЯ
ПРИМЕНЕНИЕ КАРОТАЖА

Глава XX. Расчленение и корреляция разрезов скважин (Л. Б. Берман) 416

§ 92. Расчленение разрезов скважин 416
§ 93. Корреляция разрезов скважин 422

Глава XXI. Изучение нефтегазоносных отложений (Л. Б. Берман) 430

§ 94. Комплекс геофизических исследований нефтяных и газовых скважин 430
§ 95. Выделение нефтегазонасыщенных отложений и оценка их эффективной мощности 432
§ 96. Оценка коэффициентов пористости, глинистости пласта и УЭС пластовой воды (Л. Б. Берман, Н. М. Емельянова) 462
§ 97. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пласта (П. Т. Котов, С. П. Каменев) 476
§ 98. Определение средних параметров залежи 478
§ 99. Метод группирования пластов по фильтрационно-емкостным свойствам 480
§ 100. Контроль за эксплуатацией нефтяных, газовых месторождений и подземных газохранилищ (Я. Н. Басин, Л. Б. Берман) 493
§ 101. Контроль технического состояния скважин (А. Н. Савостьянов) 504

Глава XXII. Задачи поисков и разведки твердых полезных ископаемых гидрогеологии и инженерной геологии 507

§ 102. Выделение и оценка руд черных и цветных металлов (А. М. Блюменцев) 507
§ 103. Выделение и оценка пластов угля (М. К. Макарова) 507
§ 104. Выделение и оценка других нерудных твердых полезных ископаемых (А. М. Блюменцев) 532
§ 105. Задачи гидрогеологии и инженерной геологии (А. М. Блюменцев) 532

ЧАСТЬ ШЕСТАЯ
ОТБОР ГРУНТОВ И ФЛЮИДОВ, ПЕРФОРАЦИЯ И ТОРПЕДИРОВАНИЕ

Глава XXIII. Материалы, аппаратура и приборы для прострелочно-взрывных работ, отбора образцов пород и опробования пластов 535

§106. Взрывчатые материалы (А. С. Державец) 535
§ 107. Боковые грунтоносы (В. Д. Крощенко) 536
§ 108. Опробователи пластов (П. А. Бродский) 539
§ 109. Стреляющие перфораторы (Л. А. Горбенко) 543
§ 110. Пороховые генераторы давления (Б. М. Беляев) 548
§ 111 Взрывные пакеры (Е. А. Левин) 550
§ 112. Торпеды (Е. А. Левин) 554
§ 113. Вспомогательные приборы и устройства (В. Д. Крощенко) 556

Глава XXIV. Прострелочно-взрывные работы, отбор образцов пород и опробование пластов 559

§ 114. Общие правила и технология работ (Н. Г. Григорян) 559
§ 115. Боковой отбор образцов пород (В. Д. Крощенко) 563
§ 116. Опробование пластов приборами на кабеле (П. А. Бродский) 564
§ 117. Вскрытие пластов перфорацией (Н. Г. Григорян) 566
§ 118. Повышение отдачи пластов с помощью пороховых генераторов давления (Б. М. Беляев) 568
§ 119. Разделение пластов взрывными пакерами (Е. А. Левин) 569
§ 120. Торпедирование бурового и эксплуатационного инструмента при ликвидации аварий (Е. А. Левин) 571

Список литературы 571
Приложение (Д. Г. Байков) 573
Предметный указатель 585