

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

Старооскольский филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»

Т.Н.Бартель

## **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

Курс лекций для студентов заочного отделения специальности 21.02.11 (130103)  
«Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»

г. Старый Оскол 2015

Рецензент:

Турушев Э.В. - преподаватель геофизических дисциплин СОФ МГРИ-РГГРУ

## АННОТАЦИЯ

Материал, изложенный в курсе лекций, состоит из двух модулей и включает разделы разведочной геофизики, относящиеся к геофизическим исследованиям разведочных скважин (ГИРС). В лекциях рассмотрены физические поля, создаваемые в разрезах геологоразведочных и эксплуатационных скважин.

Курс лекций по дисциплине «ГИРС» читается студентам 3 и 4 курсов и требует знаний дисциплин базовой части (физики, общей геологии, полевой геофизики, математики, химии), также курс дает студентам профессиональную компетенцию о естественных и искусственно созданных в разрезах геологоразведочных скважин и околоскважинном пространстве геофизических полей (электромагнитном, сейсмоволновом, тепловом, радиационном), способах и методах наблюдений геофизических полей в скважинах и околоскважинном пространстве..

Методическое пособие предназначено для студентов 3-4 курсов начально-профессиональных и средне- профессиональных учебных заведений. В пособии изложен материал по написанию практических работ.

Издается по решению ПЦК геофизических, гидрогеологических, инженерно-геологических и естественных дисциплин

Протокол №

От 03.07.2015г.

Председатель ПЦК \_\_\_\_\_ С.И.Солодкова

Количество страниц:

Количество условных печатных листов \_\_\_\_\_

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|       |   |    |
|-------|---|----|
| I.    | Подготовка буровой и скважины к проведению ГИС.                     | 4  |
| II.   | Изучение устройства каротажного оборудования                        | 7  |
| III.  | Изучение устройства каротажных станций СК-1-74М,<br>Кобра-М         | 12 |
| IV.   | Основные понятия дисциплины ГИС. Методы<br>электрического каротажа. | 15 |
| V.    | Электромагнитные методы   | 24 |
| VI.   | Радиоактивный каротаж   | 27 |
| VII.  | Акустический каротаж  | 40 |
| VIII. | Газовый каротаж   | 46 |
| IX.   | Контроль технического состояния скважин                             | 51 |
| X.    | Опробование пластов и отбор образцов пород                          | 60 |
|       | Список литературы   | 69 |

## I. Подготовка буровой и скважины к проведению ГИС.

В технологию проведения промыслово-геофизических исследований скважин входят подготовительные работы на базе и буровой, спуск-подъем приборов и кабеля, регистрация диаграмм, их предварительная обработка и оформление перед передачей в бюро обработки и интерпретации.

Подготовительные работы на базе включают:

1. получение наряда на проведение геофизических исследований,
2. проверку работоспособности наземной и глубинной аппаратуры,
3. профилактический осмотр и проверку подъемника и лаборатории.

Работы на буровой начинаются в том случае, если к приезду каротажного отряда буровая подготовлена к работе в соответствии с Техническими условиями на подготовку скважин для проведения ГФР. Расстояние от буровой до каротажной станции определяется из расчета: высота буровой вышки плюс 10 м. К буровой должны быть подведены подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд каротажной станции. На буровой должна быть сделана ровная площадка для установки станции размером 10×10 м, пригодная для установки транспорта и геофизического оборудования с шириной прохода между ними не менее 3 м. На расстоянии не более 40 м от буровой должен быть оборудован независимый электрический щит с напряжением не более 380 В для подключения к нему каротажной лаборатории и подъемника. Между каротажной станцией (подъемником) и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля.

Спускоподъемное оборудование буровой должно быть исправным. При выполнении каротажа в ночное время буровая должна быть очень хорошо освещена. При ГФР на скважине необходимо присутствовать буровой бригаде для выполнения вспомогательных работ. Пол буровой и мостки очищаются от грязи.

Скважина должна быть подготовлена так, чтобы обеспечивалось беспрепятственное прохождение зондов и скважинных приборов в течение всего времени выполнения комплекса ГИС. Перед проведением исследований скважина прорабатывается до забоя долотом номинального диаметра и промывается промывочной жидкостью «из расчета 2 ч на каждые 1000 м глубины. После подъема инструмента скважина заполняется промывочной жидкостью до устья. Промывочная жидкость должна быть однородной, иметь удельное сопротивление не менее 0,8 Омм и вязкость не более 90 с по СПВ (метод истечения), не должна содержать более 5 % песка или обломков твердых пород. скважина не должна быть газифицирующая или переливающая буровой раствор уровень поглощения бурового раствора не более 15 м/ч.

Готовность скважины к проведению ГИС оформляется соответствующим актом, который подписывают буровой мастер, геолог, энергетик и представитель каротажной партии.

Название организации

АКТ

о готовности скважины к проведению ГИС

Составлен представителями буровой организации: (должность, Ф.И.О.) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ о готовности скважины № \_\_\_\_\_ площадь (месторождение)  
\_\_\_\_\_ к проведению ГИС в открытом стволе.

### ПРОМЫВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ

Тип, состав \_\_\_\_\_

Плотность, г/см<sup>3</sup> \_\_\_\_\_

Водоотдача, см<sup>3</sup>/мин \_\_\_\_\_

Вязкость, с \_\_\_\_\_

СНС \_\_\_\_\_

Содержание твердых частиц, % \_\_\_\_\_

Уровень жидкости, м \_\_\_\_\_

Содержание нефти в ПЖ на водной основе, \_\_\_\_\_

Возможность разгазирования ПЖ агрессивными газами \_\_\_\_\_ (да, нет, наименование  
газа)

### КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Тип скважины (маргинальная, горизонтальная, наклонно-направленная) \_\_\_\_\_

Максимальный зенитный угол \_\_\_\_\_

Забой, м \_\_\_\_\_

Диаметр долота, мм/глубина перехода \_\_\_\_\_

Последняя обсадная колонна диаметр, мм/башмак, м \_\_\_\_\_

Состояние башмака \_\_\_\_\_

Максимальная глубина последнего спуска бурильного инструмента, м \_\_\_\_\_

### РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ

Буровая и скважина подготовлены к проведению ГИС в полном соответствии с Инструкцией (наименование) \_\_\_\_\_, в т.ч.:

Скважина проработана (кем, когда, до какой глубины) \_\_\_\_\_

Встречены уступы, обвалы, пробки, м \_\_\_\_\_

Затяжки бурильного инструмента при подъеме, м \_\_\_\_\_

Состояние наземного оборудования:

Буровой станок \_\_\_\_\_ (исправен, нет)

Наличие площадки для размещения геофизического оборудования \_\_\_\_\_ (да, нет)

Наличие узла крепления направляющего ролика \_\_\_\_\_ (да, нет)

Наличие щита с рубильником для подсоединения к силовой сети \_\_\_\_\_ (да, нет)

Наличие мест для подсоединения заземляющих проводников \_\_\_\_\_ (да, нет)

Очистка пола буровой, мостков от ПЖ, нефтепродуктов, посторонних предметов \_\_\_\_\_ (да, нет)

Возможность проведения работ в ночное время \_\_\_\_\_ (да, нет)

Максимально разрешаемая глубина спуска СГП, м \_\_\_\_\_

Другие сведения (при необходимости) \_\_\_\_\_

Подготовка скважины обеспечивает проведение ГИС до следующей проработки не менее \_\_\_\_\_ ч.

Подписи: \_\_\_\_\_ (Ф.И.О., подпись)

\_\_\_\_\_

Акт составлен " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 19\_\_ г. \_\_\_\_\_ ч \_\_\_\_\_ мин.

Замечания руководителя работ по ПК по подготовке скважины \_\_\_\_\_

Скважину для проведения ГИС принял руководитель работ \_\_\_\_\_

(должность, ФИО, подпись) " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 19\_\_ г. \_\_\_\_\_ ч \_\_\_\_\_ мин.

Во время выполнения геофизических исследований в скважине запрещается:

1. ремонтировать спуско-подъемное оборудование,
2. включать лебедку и силовые агрегаты без разрешения руководителя каротажных работ,
3. переносить и передвигать по полу буровой тяжелые предметы и буровое оборудование,
4. проходить под движущимся кабелем или над ним и брать за него руками,
5. находиться в промежутке устья скважины — подъёмник в момент прихвата кабеля,
6. перекачивать трубы и переносить тяжелые предметы вблизи соединительных проводов,
7. производить сварку в радиусе 400 м

При проведении радиоактивного каротажа на площадке должен быть сооружен блок для хранения радиоактивных источников.

#### Контрольные вопросы для самопроверки:

1. Перечислить подготовительные работы, которые проводятся на базе.
2. Перечислить мероприятия, которые проводятся на скважине перед ГИС.
3. Роль буровой бригады при проведении ГИС.
4. Требования предъявляемые к буровому раствору.
5. Перечислить какие технические и физические параметры указываются в акте о готовности скважины.

## **II. Изучение устройства каротажного оборудования.**

### **Геофизические кабели и зонды**

Геофизические и прострелочно-взрывные работы в скважинах выполняются при помощи геофизического кабеля, который используется для спуска—подъема скважинных приборов или зондов, обеспечения их необходимым питанием, передачи информации в наземную аппаратуру и привязки полученных данных к истинным глубинам.

По числу токопроводящих жил кабели подразделяются на 1-но, 3-х и 7-мижильные, а по типу защитного покрытия — на оплетенные, шланговые и бронированные.

Наибольшее распространение в практике в настоящее время получили бронированные кабели, характеризующиеся большим разрывным усилием, длительным сроком службы и высокой термостойкостью. Токопроводящие жилы таких кабелей изготавливают только из медных проволок или в комбинации медной со стальными. Изоляция жил выполнена из резины и полиэтилена или фторопласта. На изоляционное покрытие наложена подушка из хлопчатобумажной противогнилостной ткани. Все бронированные кабели имеют защитное покрытие из двухповивной стальной оцинкованной проволоки (брони).

При спектрометрических исследованиях применяют бронированные радиочастотные кабели. Их токопроводящая жила состоит из семи медных проволок, покрытых полиэтиленом. На изоляцию наложена оплетка из медной проволоки (наружный проводник), поверх нее изоляция из полиэтилена. Подушка под броню выполнена из капрона и покрыта двумя повивами брони.

Геофизические кабели имеют следующую маркировку: КГ — кабель геофизический, затем следуют цифры, указывающие число токопроводящих жил, разрывное усилие в килоньютонах, максимальную рабочую температуру в градусах Цельсия; для шланговых, оплетенных и коаксиальных кабелей пишутся соответственно буквы Ш или ШМ (маслостойкие), ВО и К. Например, КГ-1-53-180 обозначает одножильный бронированный кабель с разрывным усилием 53 кН и рабочей температурой 180 °С; КГ-3-18-70 ШМ— трехжильный шланговый маслостойкий с разрывным усилием 18 кН и рабочей

температурой 70°C; КГ-1-39-90 К—коаксиальный одножильный с разрывным усилием 39 кН и рабочей температурой 90 °С; КГ-3-18-70 ВО — трехжильный оплетенный с разрывным усилием 18 кН и рабочей температурой 70 °С.

Ремонт кабелей, особенно бронированных, при использовании ручного труда—довольно трудоемкая и малопроизводительная операция. В местах ремонта и сращивания кабелей образуются утолщения, уменьшается их разрывное усилие, возникают утечки тока, искажающие результаты измерений. Качество ремонта значительно улучшается при применении стационарной аппаратуры для сращивания отрезков бронированного кабеля типа АСК-1. Эта аппаратура заменяет трудоемкий ручной труд, ускоряет процесс ремонта, позволяет сращивать и ремонтировать бронированные кабели методом стыковой электросварки без увеличения сечения в месте сращивания.

Крепление кабельного наконечника к геофизическому кабелю производят проволоками внешнего повива брони, ослабляя место крепления по сравнению с разрывным усилием кабеля.

*Разметку геофизического кабеля в стационарных условиях* выполняют на разметочной установке, например, типа УРС-10-10, обеспечивающей разметку кабеля под натяжением. Натяжение должно изменяться плавно или ступенчато через 500-1000 м, первый участок кабеля длиной 2000 м может быть размечен при постоянной нагрузке. Для разметки кабеля в полевых условиях используют переносные установки, например УАРК2-0,5 а при малых глубинах скважин (менее 300 м) допускается ручная разметка с использованием мерной ленты. В процессе разметки и после нее контролируют наличие выставляемых магнитных меток.

Новый кабель в течение первого месяца эксплуатации рекомендуется размечать перед каждым выездом на скважину В дальнейшем разметку проводят с периодичностью, которая зависит от количества дней и километров пробега кабеля через мерный ролик, в зависимости оттого, что раньше наступит. Эти сроки уточняют в каждом районе работ.

*Спускоподъемные операции с применением геофизического кабеля* относятся к работам с высокой потенциальной аварийностью, поэтому их выполняют, соблюдая требования, выработанные многолетней практикой ГИС.

Сопротивление изоляции должно быть в пределах 0,5-20 МОм на всю длину кабеля в зависимости от вида выполняемых исследований и работ. На расстояниях 10 и 50 м от кабельного наконечника на кабеле устанавливают хорошо видимые предохранительные метки из изоляционной ленты, информирующие о приближении скважинного прибора к устью скважины.

Спуск геофизического кабеля в скважину осуществляют со скоростью, не превышающей 8000 м/ч, а при спуске длинных сборок — не превышающей 5000 м/ч. При подходе к забою скорость снижают до 350 м/ч, перепуск кабеля не должен превышать 2-5 м. Стоянка прибора на забое не должна превышать 5 мин. Больше время заблаговременно согласуется между геофизическим предприятием и недропользователем. Резкое торможение барабана лебедки во время спуска недопустимо во избежание соскальзывания кабеля с роликов и его дальнейшего обрыва.

*Лубрикатеры* предназначены для обеспечения спуска и подъема скважинных приборов на кабеле или проволоке без разгерметизации устья скважины. Их устанавливают на буферной задвижке фонтанной арматуры действующих скважин.

Ряд геофизических работ, особенно при исследовании эксплуатационных скважин или скважин, осложненных высокими пластовыми давлениями, проводятся при герметизации устья скважины с помощью лубрикаторов. На рис.1 изображен лубрикатор ВНИИ марки Л-4, установленный на фланце арматуры скважины.



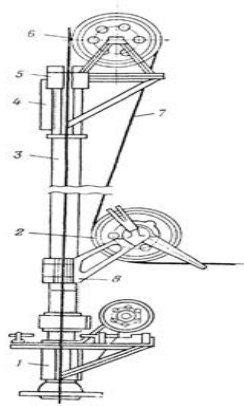


рис.2. 1. Общий вид лубрикатора Л-4.

1 — основание; 2 — мерный ролик; 3 — приемная камера; 4 — кронштейн; 5 — сальник; 6 — верхний ролик; 7 — кабель; 8 — червячное колесо с кронштейном для установки приемной камеры.

Скважинный прибор на кабеле вводят вначале в приемную камеру лубрикатора, а затем, открыв подлубрикаторную задвижку, спускают в скважину. Ввод кабеля в лубрикатор герметизируется сальником. Имеются лубрикаторы различных типов, применяемые при разных давлениях в скважине. Для работы с герметизированным устьем используют также устьевые сальники.

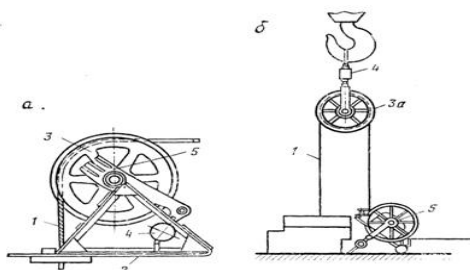
Лубрикатор должен содержать снизу-вверх следующие основные функциональные элементы:

- переходник для соединения с буферной задвижкой;
- превентор для аварийного перекрытия скважины с кабелем;
- сигнализирующее устройство (ловушку) для индикации входа прибора в лубрикатор при подъеме и предотвращения падения прибора в скважину в случае его аварийного отрыва от кабеля в лубрикаторе;
- камеру для размещения прибора с грузами;
- уплотнительное устройство для герметизации кабеля (проволаки).

*Блок баланс.* Он предназначен для спуска-подъема кабеля в скважину и определения ее истинной глубины. По ободу мерного ролика расположен желоб для кабеля. Диаметр ролика по дну желоба рассчитан так, что одному его обороту соответствует 2 м бронированного и 1,5 м оплетенного или шлангового кабеля. Блок-баланс укрепляется на устье скважины так, чтобы плоскость его ролика проходила через середину барабана лебедки, и кабель опускался по оси скважины. Спуско-подъемные операции в скважине часто выполняют через наземный и подвесной блоки. ,

При проведении геофизических исследований необходимо контролировать перемещение скважинного прибора, т.е. знать глубину нахождения и скорость перемещения прибора на нагрузку на кабель. Кроме того, необходимо согласовывать перемещение прибора по стволу скважины с протяжкой диаграммной бумаги. Эти задачи решают путем применения блок-баланса с датчиками глубины и натяжения, а также сельсинной передачи.

Блок-баланс с роликом служит для направления кабеля в скважину и может быть установлен на стволе ротора — рамочный блок-баланс (рис. 2, а);



он может быть также подвешен над устьем скважины на крюке буровой лебедки — подвесной блок-баланс (рис. 2,б). При работе с рамочным блок-балансом подставку 2 устанавливают на роторе над устьем скважины и прижимают к столу ротора буровым инструментом. Для предотвращения горизонтального смещения снизу к подставке приваривают поперечную планку, упирающуюся во вкладыш ротора.

*Датчик глубин.* Для передачи на расстояние вращения блок-баланса к счетчикам глубин и лентопротяжным механизмам регистраторов применяют дистанционную систему, состоящую из сельсин-датчика и нескольких сельсин-приемников. Сельсин-датчик вращается от блок-баланса. Одному метру кабеля, прошедшего через ролик, соответствуют четыре оборота ротора сельсин-датчика. Датчик глубин имеет торцевой разъем для подключения его к пульту управления подъемника или панели контроля каротажа каротажной станции и разъемы на корпусе для подключения магнитного меткоуловителя, размагничивающего и намагничивающего устройств, предназначенных для улавливания, стирания и нанесения на кабеле магнитных меток глубин.

*Датчик натяжения кабеля.* Датчик натяжения служит для определения нагрузок на геофизический кабель. Натяжение кабеля измеряют пружинными и тензометрическими динамометрами. Наибольшее распространение получили тензометрические датчики натяжения, собранные по мостовой схеме на тензорезисторах. Активное плечо моста укреплено на упругом элементе динамометра. Под действием растяжения, приложенного к подвесному блоку, происходит деформация активного тензорезистора (при постоянном сопротивлении пассивного), увеличивается его сопротивление, и мост разбалансируется, в результате чего в его диагонали возникает ток, величина которого пропорциональна нагрузке и регистрируется визуально по прибору. Точность измерения нагрузки на кабель в этом случае составляет около 1 %.

Для определения натяжения кабеля при спуско-подъемных операциях ось и опору ролика рамочного блок-баланса смещают относительно друг друга. Это смещение определяет длину малого плеча рычага, равного в блок-балансах тяжелого типа 8 мм. Второе плечо длиной 330 мм образуется продолжением щеки от точки опоры до места крепления с динамометром пружинного типа. Конец плеча соединен с подвижным контактом реостата, являющегося датчиком натяжения кабеля. Сила, действующая в этом случае на динамометр, равна примерно  $1/30$  фактического натяжения кабеля в скважине. В подвесном блок-балансе на тензодатчика, который устанавливают в месте крепления подвесного ролика к крюку бугрузку на кабель измеряют с помощью ровой лебедки. В этом случае сила, действующая на датчик натяжения, равна  $1/2$  фактического натяжения кабеля в скважине. Показания динамометра с помощью датчиков натяжений передаются на измерительные приборы, установленные на контрольной панели в кабине лебедчика и в

лаборатории станции. На контрольной панели, помимо указателя натяжения кабеля, размещены указатели скорости движения кабеля и счетчик глубины.

*Датчик скорости переменного кабеля (тахометр).* Он представляет собой маломощный генератор переменного тока, к выходу которого через выпрямитель подключен указатель перемещения кабеля. Ротор этого генератора через редуктор приводится во вращение от сельсина в пульте управления подъемника, панели контроля каротажа (АЭКС) или панели управления осциллографа (АКС/Л-7).

*Магнитный зонд для отметки меток.* Для более точного определения истинных глубин при каротаже на кабель через 10 м наносят метки глубин, представляющие собой намагниченные участки кабеля или намотанные на него витки изоляционной ленты, резиновой изоляции жил оплетенных или шланговых кабелей. Для улавливания магнитных меток применяют магнитомодуляционный датчик с двумя параллельно расположенными пермаллоевыми стержнями с обмотками возбуждения противоположной намотки (магнитный зонд). Вокруг обеих обмоток уложены витки измерительной обмотки. Обмотки возбуждения питаются напряжением ~110 В. Поскольку токи обмоток возбуждения создают магнитные потоки противоположного направления, то сигнал на выходе измерительной обмотки отсутствует. При прохождении магнитной метки на кабеле мимо датчика ее магнитный поток, совпадающий с направлением осей пермаллоевых стержней, в измерительной обмотке вызывает ЭДС индукции синусоидальной формы. Этот сигнал усиливается усилителем, к выходу которого подключено реле, включающее устройство отметки меток на диаграммной ленте. Преимущество магнитных зондов описанного типа в том, что величина сигнала магнитной метки не зависит от скорости перемещения кабеля.

*Каротажно-перфораторные подъемники.* С помощью каротажно-перфораторных подъемников (ПК-1, ПК-2, ПК-4, ПКС и др.) перемещается кабель по скважине. Утепленный кузов подъемника имеет лебедочное отделение и кабину лебедчика. В лебедочном отделении расположены лебедка, источник переменного тока напряжением ~220 В, смоточное устройство из двух катушек с соединительными проводами, блок-баланс и другое оборудование. Барабан лебедки вращается от двигателя автомобиля. При этом обеспечивается широкий диапазон изменения скорости подъема кабеля.

Лебедка оборудована автоматическим (или полуавтоматическим) кабелеукладчиком для укладки кабеля виток к витку, маслonaполненным коллектором с семью (или тремя) вращающимися дисками, обеспечивающими электрическое соединение токопроводящих жил кабеля с наземной аппаратурой; тормозным устройством. Лебедки подъемников различаются по количеству семижильного кабеля диаметром 13,8 мм, наматываемого на барабан. В соответствии с этим выпускаются подъемники ПК-1 для скважин глубиной до 1000 м, ПК-2 — до 2000 м, ПК-4 — до 4000 м и ПКС — до 7000 м. Управляется перемещение кабеля из кабины оператора-машиниста и контролируется по приборам пульта управления подъемника. Подъемник оборудован радиоприемным устройством для двухсторонней связи со скважиной и каротажной лабораторией. Приборы контроля скорости, натяжения и глубины скважины дублированы с аналогичными приборами каротажной лаборатории.

Блочный каротажный подъемник типа ПК-2В для работы в труднодоступных районах построен на базе подъемника ПК-2, но отличается от последнего большим диапазоном изменения скоростей, отдельно оборудованной утепленной кабиной оператора-машиниста, меньшей массой и вынесенными из кабины лебедкой и двигателем. Все узлы подъемника смонтированы на общем основании с грузовым подвесом, с помощью которого он может транспортироваться вертолетом.

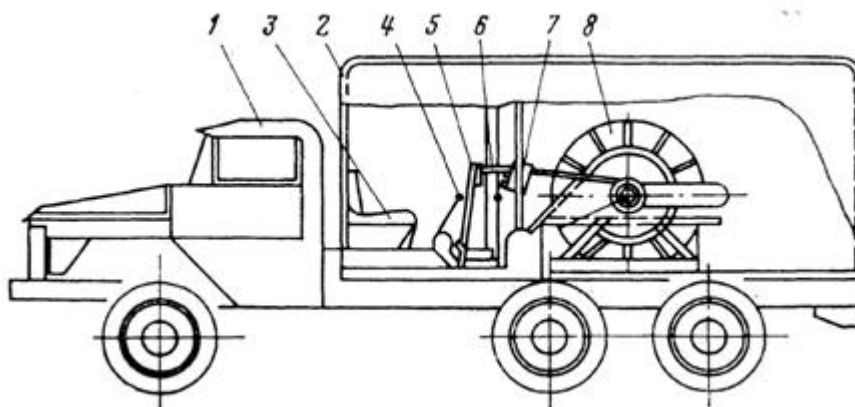


рис.2.3 Схема размещения оборудования в самоходном подъемнике.

1— кабина автомобиля; 2 — кузов; 3 — кресло лебедчика; 4 — рычаг переключателя коробки передач; 5 — рычаг ручного тормоза барабана лебедки; 6 — рукоятка корректора кабелеукладчика; 7 — пульт лебедчика; 8 — лебедка с кабелем.

При проведении спускоподъемных операций в скважинах на море используется блочный каротажный подъемник ПК-7МБ, по принципу действия и устройству не отличающийся от подъемников, рассмотренных

### **III. Изучение устройства каротажных станций СК-1-74М, Кобра-М**

*Станция каротажная* -устройство для автоматической записи каротажных диаграмм и регистрации показаний скважинных приборов при исследованиях скважин геофизических. Широко применяются каротажные станции, рассчитанные на работу с 3-жильным и 7-жильным каротажным кабелем, запись каротажных диаграмм на которых производится в аналоговой записи и электронной. Серийно выпускаются каротажные станции различной конструкций, рассчитанные для каротажа скважин разной глубины и технологии бурения. При глубине скважин более 3—4 км применяются станции типа “ОКС”, рассчитанные на работу с одножильным бронированным кабелем (большого веса при малом диаметре, с теплоизоляцией). Измерительная схема делится на 2 части — скважинную и поверхностную, что позволяет уменьшить непроизводительные подъемы кабеля. Имеются специальные станции для радиоактивного, магнитного и газового каротажа.

С 1984 года введены в работу каротажные станции СК-1-74, СК-1-74 которая регистрирует до 4-х параметров. В постоянный комплект аппаратуры станции типа СК-1-74М входят:

пульт электрического каротажа с многожильным кабелем для проведения исследований методами электрического каротажа;

маломощный блок питания для питания скважинных приборов радиоактивного каротажа и других приборов, работающих на постоянном токе;

регистратор с панелью переключения масштабов для регистрации параметров в аналоговой форме на самопроявляющейся фотобумаге;

блок питания для питания наземной и скважинной аппаратуры напряжением переменного тока частотой 50 Гц.

Для проведения других видов каротажа в станции имеются унифицированные гнезда для установки сменных панелей и предусмотрена возможность их включения в схему измерения и питания.

В лебедочном отделении станции размещаются: лебедка с приводом от двигателя автомобиля; двухскоростной редуктор; устьевое оборудование (блоки и датчик глубин); смоточное устройство; бензо-электрический агрегат. Скважинные приборы для перевозки устанавливаются под кузовом.

Станция смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131-НА в специально отапливаемом геофизическом кузове КФГ-131-02. Комплект ЗИП, а также приборы (электронный осциллограф, тестер и др.) обеспечивают контроль за работой аппаратуры и при необходимости ее ремонт.

Технические характеристики:

Глубина исследуемых скважин 2000 м.; число жил каротажного кабеля 3; скорость каротажа 100 ... 10 000 м/ч.; число каналов аналоговой регистрации (с использованием двух осциллографов типа Н065) 8; параметры пульта ПКМК-У: частота питания зондов 12,5 Гц; максимальный ток 200 мА; число измерительных каналов 2.

Питание станции осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц. Скважинные приборы, работающие на постоянном токе от блока БПМ, питаются постоянным стабилизированным напряжением 20 ... 400 В и током 40 ... 400 мА.

Такая станция, при помощи унифицированных сменных панелей и скважинных приборов, обеспечивает проведение ГИС в скважинах глубиной до 2000 м и включает целый комплекс каротажных операций.

В 2003 году поступила компьютеризированная каротажная станция с регистратором «ГЕКТОР», а в 2013-м станция «КОБРА-М», которые позволяют выполнять все необходимые виды геофизических исследований скважин с высокой точностью и высокой производительностью. Станция оснащена современным компьютером и принтером для регистрации и распечатки геофизических данных в нужных масштабах, а также программным обеспечением для обработки и интерпретации геофизических данных и подсчета запасов.

На этих станциях созданы все удобства для оператора-геофизика и моториста самоходной каротажной станции, долгой и бесперебойной работы геофизических приборов и аппаратуры: кондиционер, источник бесперебойного электроснабжения новой модификации, преобразователь напряжения с постоянного на переменный, генератор мощностью 3,5 кВт, камера заднего видеонаблюдения и другое необходимое оборудование и инструменты для безопасной и качественной работы. Единственным наземным прибором станции является УГИ (устройство для геофизических измерений) 6-го поколения. Оно предназначено для измерения и обработки геофизических параметров скважин, в нем смонтировано устройство сопряжения скважинной аппаратуры и программного обеспечения персонального компьютера, которое непосредственно управляет процессом проведения каротажа. Одним из основных преимуществ является скорость регистрации: на старых станциях скорость подъема скважинного прибора в

интервалах детализации составляла 60 м/ч, а на новых станциях - до 1200 м/ч. На каротажной станции имеется скважинный прибор «АГАТ», который позволяет одним спуском провести шесть видов геофизических исследований. Каротажная станция СК -1-2007 «КОБРА-М» монтируется на базе шасси различных ТС. Благодаря установленной камере заднего видеонаблюдения появилась возможность легкого, быстрого и безопасного подъезда к исследуемой скважине. Во избежание затаскивания скважинного прибора на блок-баланс установлен электромагнит, отключающий движение лебедки в любых экстренных случаях.

Характеристики станции:

Глубина исследуемых скважин - до 1000 м

Шаг регистрации - от 0,05 м

Скорость движения кабеля - 30 до 3000 м/час

Суммарная потребляемая мощность - не более 3,5, кВт

Питание: Напряжение - 220 В +10%-15%

Станция позволяет проводить полный комплекс ГИС с регистрацией исследуемых параметров в цифровом и графическом видах, а также осуществлять окончательную интерпретацию результатов каротажа непосредственно после его завершения .



Станции смонтированы на базе ТС УАЗ.



на базе ТС УРАЛ

Контрольные вопросы для самопроверки:

1. Дать определение, что такое каротажная станция.
2. Из каких частей состоит измерительная схема?
3. Какие способы регистрации данных каротажа применяются?
4. Дать краткое описание основных блоков, из которых состоит станция СК-1-74М.
5. Дать краткое описание и перечислить технические характеристики каротажной станции «Кобра-М».
6. Дать характеристику переносных каротажных станций.

#### IV. Основные понятия дисциплины ГИС, Методы электрического каротажа.

(ГИС) – один из разделов разведочной (прикладной) геофизики, совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскваженном и межскваженном пространстве. К ГИС (ГИРС) также относят изучение технического состояния скважин и работы в скважинах (отбор проб из стенок скважин, перфорацию и торпедирование)

ГИС, согласно принятой терминологии, еще называют каротажем, а в нефтегазовых скважинах – промысловой геофизикой. Методы ГИС, служащие для изучения межскважного пространства называются скважинной геофизикой.

Методы ГИС основаны на использовании тех же физических полей, что и методы полевой геофизики, т.е. это поля (гравитационное, магнитное, электромагнитное (элетромагнитное), сейсмическое (сейсмо-акустическое), тепловые, радиационные и др. По отношению к полевым (наземным) методам, специфика ГИС в изучении геологических разрезов геологоразведочных скважин, где скважина выступает в качестве геофизического профиля, преимущественно вертикального по отношению к дневной поверхности, реже круто- и пологонаклонного и еще реже горизонтального. В таких условиях технология геофизических работ приобретает самостоятельное значение. Необходимо знание системы бурения скважин, их устройства и способов перемещения в них геофизических приборов (скважинных приборов). Следует учитывать, что скважина заполнена буровым раствором и с глубиной происходит рост давления и температуры. При спуске и подъеме приборов возникают механические столкновения их со стенкой скважин. Все это требует чтобы приборы были помещены в герметизированные механически прочные корпуса и не могли бы подвергаться обрыву. С этих приборов измеряемые параметры должны передаваться и регистрироваться на поверхности. Следовательно, должны быть специальные геофизические (каротажные) кабели и спускоподъемные механизмы. Для регистрации параметров на дневной поверхности должны существовать измерительные приборы. Схема выполнения ГИС на рис. 1.

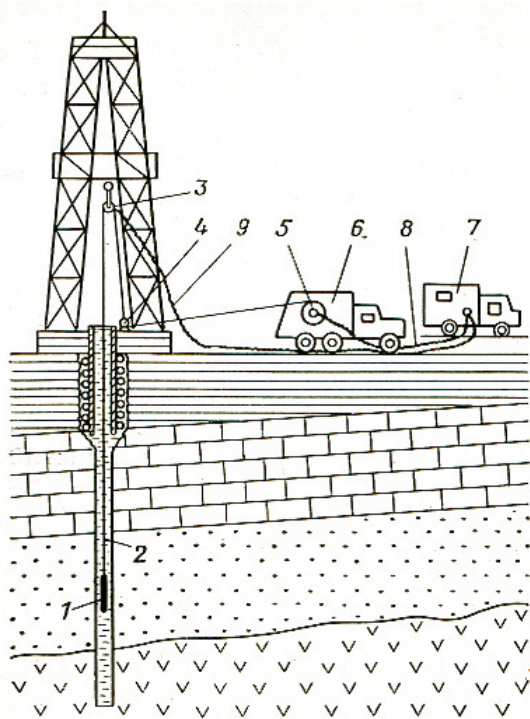


рис. 4.1. Схема работ методами ГИС

1 - Скважинный прибор, 2 - каротажный кабель, 3,4 - подвесной и наземный блок-балансы, 5 - каротажная лебедка, 6 - операторская подъемника, 7 - измерительный блок (модуль), 8 - операторская каротажной станции, 9 - соединительные провода.

Для исследования скважин глубиной менее 1 км, каротажную лебедку и

измерительную аппаратуру комплектуют на одном транспортном средстве. Мелкие (гидрогеологические, инженерно-геологические и геоэкологические) скважины исследуют с помощью переносной аппаратуры, включающую лебедку, блок-баланс, скважинные приборы и наземную регистрирующую аппаратуру.

В скважине геофизические датчики поля, помещенные в скважинные приборы как нигде (за исключением случаев наземных геофизических съемок на участках коренных неветрелых пород) приближены к геологическим объектам, т.е. к пластам горных пород. И казалось бы регистрируемые параметры должны быть близкими к истинным. Однако это в большинстве случаев не так. **Во-первых**, влияет буровой раствор, заполняющий скважину. **Во-вторых**, под воздействием бурового инструмента частично изменяются физико-химические условия естественного залегания пород в прилегающем к стенке скважины пространстве. Изменяются также геостатическое давление и температура. **В-третьих**, в рыхлых, хрупких и трещиноватых породах под действием бурового инструмента и промывочной жидкости образуются каверны (увеличивается диаметр скважины). **В-четвертых**, под действием давления, превышающее пластовое, в пористые, проницаемые породы проникает промывочная жидкость притом, что в силу пор малого размера (от сотен до единиц микрометров) проникает не вся жидкость, а ее фильтрат. Глинистые же частицы оседают на стенке скважины, и образуется глинистая корка, которая препятствует разрушению породы и снижает дальнейшее поступление фильтрата жидкости в пласт. В зоне фильтрата физические свойства изменены, так как фильтрат вытесняет в значительной мере первоначальный флюид (воду, нефть, газ). Образуется так называемая промытая зона (рис.4. 2). **В-пятых**, размер измерительных датчиков не во всех случаях соответствует толщинам пластов и в этом случае наблюдается их взаимное воздействие на деформацию используемого при каротаже поля. Наконец на принятие параметров поля в скважине влияет наклон слоев и тем сильнее, чем больше углы падения. Таким образом, в скважине при каротажных исследованиях, как и в наземной геофизике регистрируют преимущественно **кажущиеся параметры**. Следовательно, процесс интерпретации, особенно количественный требует постановки и решения прямых и обратных задач.

В практике геологоразведочных работ наибольшее применение, и соответственно разработку, получили электромагнитные и радиоактивные методы ГИС, несколько в меньшей степени акустические и еще в меньшей степени собственно магнитные и гравиметрические

Особое место занимают методы контроля технического состояния скважин и сопровождающие работы в скважинах.



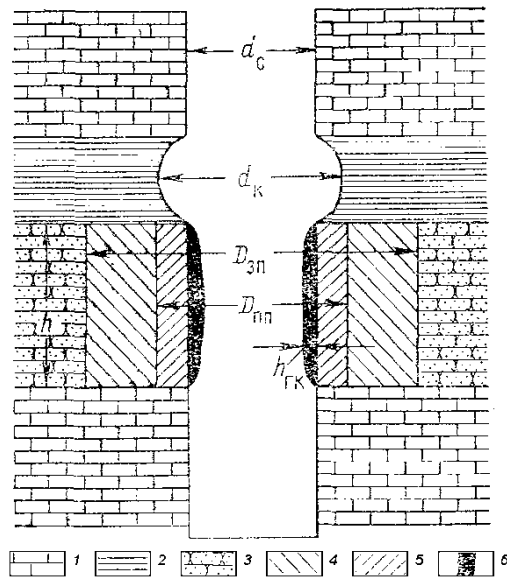


рис. 4.2. Разрез околоскважинного пространства в месте пересечения продуктивного пласта

1 – известняк плотный, 2 – глина, 3 – песчаник проницаемый, 4 – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости, 5 – промытая зона, 6 – глинистая корка

$d_c$  – диаметр скважины,  $d_k$  – диаметр каверны,  $d_{зп}$  – диаметр зоны проникновения,  $d_{пп}$  – диаметр промытой зоны,  $d_{гк}$  – толщина глинистой корки.

Электрических методов ГИС очень много. Это преимущественно методы электрического профилирования по стволу скважины. Методы электрического зондирования (вторая модификация электроразведки) выполняются только в интервалах залегания целевых объектов, в частности в нефтегазовых пластах.

Классическим методом, появившимся на заре каротажных работ, является **электрический каротаж методом КС** (кажущихся сопротивлений). Исследования выполняются с использованием искусственно созданного поля, т.е. должен быть источник поля (генератор). Одновременно с методом КС производится регистрация потенциалов постоянного естественного электрического поля, т.е. потенциалов собственной поляризации (ПС). Последние в наземной электроразведке носят название потенциалов естественного электрического поля (ЕП). Схема электрического каротажа КС и ПС приведена на рис. 3.

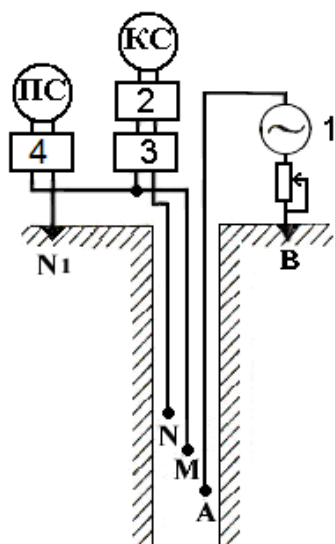


рис 4. 3. Схема электрического каротажа КС и ПС

1 – генератор, 2 - измеритель, 3, 4 – фильтры,  
 $A, B$  – питающие электроды,  
 $M, N$  – измерительные электроды

Согласно приведенной схеме, метод КС по своей сущности аналогичен электрическому профилированию 3-х электродными осевыми установками, когда один из питающих или измерительных электродов отнесен в бесконечность. В таких установках, как известно, электроды *A* и *B* являются питающими (через них вводится электрический ток), а электроды *M* и *N* носят название измерительных (между ними измеряется разность потенциалов). «Бесконечностью» на скважине служит «зумф» (резервуар бурового раствора возле скважины). Электроды, помещённые в скважину, составляют зонд КС. Зонды выполняются из отрезков каротажного кабеля в шланговой оплетке, в котором электроды монтируются из пластин свинца, наименее подверженного процессам поляризации в жидкой среде (буровой раствор). Схема типового зонда КС приведены на рис. 4.

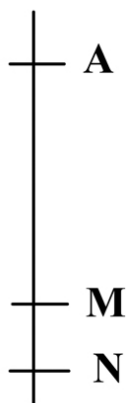


рис. 4.4 Схема типового зонда КС

Результаты скважинных исследований регистрируются в аналоговой или цифровой форме в процессе подъёма или спуска зонда в форме кривой кажущегося удельного электрического сопротивления ( $\rho_k$ ), которое, как и в электроразведке, определяется по формуле:  $\rho_k = \Delta U / I * k$  (1), где

$\Delta U$  – разность потенциалов,  $I$  – сила тока,  $k$  – коэффициент установки, рассчитываемый по формуле:  $k = 2\pi * AM * AN / MN$  (2)

Если зонд КС находится в однородной и изотропной среде, то  $\rho_k$  соответствует истинному  $\rho_{ист}$ . Как и в электроразведке, для зондов КС справедлив принцип взаимности, согласно которому величина  $\rho_k$  не изменяется, если питающие и измерительные

электроды меняются местами. Зонд с одним питающим электродом носит название однополюсного, а с двумя – двухполюсного (рис. 5).

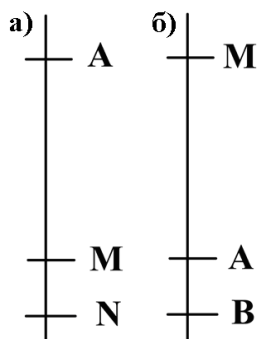


рис.4.5. Однополюсный (а) и двухполюсный (б) зонды КС

И те и другие зонды, в зависимости от расстояния между парными (или питающими, или измерительными) электродами разделяются на потенциал- и градиент-зонды, притом, что в зависимости от положения этих электродов (вверху или внизу) они еще и разделяются на прямые (подошвенные) и

обращённые (кровельные) (рис.4. 6.). Точка  $O$  является точкой записи, а расстояние  $L$  – размером зонда.

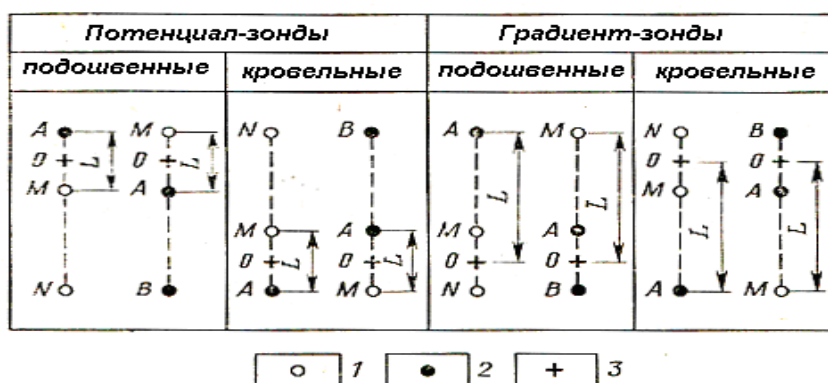


рис. 4.6 Типы зондов метода КС

Электроды: 1 – измерительный, 2 – питающий, 3 – точка записи

Обработка диаграмм сводится к приведению результатов к определенным глубинам и системе отсчетов, к учету и устранению аппаратных и других помех, нахождению границ пластов и снятию показаний. Геофизическая интерпретация проводится с целью определения  $\rho_n$  на основе решения обратной задачи, то есть методом подбора наблюд. кривой с теоретической с привлечением априорных данных.

### 1. Метод БКЗ.

Цель бокового каротажного зондирования – в определении истинного  $\rho_{ист}$ , то есть  $\rho_n$ . БКЗ заключается в измерении  $\rho_k$  в заданном интервале скважины несколькими однотипными зондами (градиент- или потенциал-), отличающимися по параметру  $L$ . Практика показывает, что наиболее эффективно проводить БКЗ градиент-зондами, в которых длины увеличиваются по геометрической шкале с показателем 2 или 2,5 в диапазоне  $L = 1 - 30 d_c$ . Примерная таблица зондов БКЗ, где один (А 2.0М 0.5N) является стандартным, следующая:

А 0,4М 0,1N

А 1.0М 0.1N

А 2.0М 0.5N

А 4.0М 0.5N

А 8.0М 1.0N

### 2. Метод МКЗ.

Микрокаротажное зондирование – это исследования в скважинах градиент- или потенциал-зондами КС малого размера, которые расположены на прижимном

изоляционном башмаке. Общий вид зонда МК и его принципиальная схема приведены на рис.4.7.

Расстояние между электродами  $A$  и  $M_1$  и  $M_1$  и  $M_2$  в зонде МК, как правило, составляет 25 мм. Поэтому для микроградиент-зонда  $A 0,025M_10,025M_2$  его длина составляет 4 см, а для микропотенциал-зонда  $A 0,05M_2\infty N$ , соответственно

5 см. Таким образом глубинность исследования у микроградиент-зонда равна его длине и составляет 4 см и является меньшей чем у потенциал-зонда, у которого глубинность примерно в три раза больше длины и, следовательно примерно равна 15 см. Этот факт используется для изучения прискважинного пространства. В частности, по соотношению кривых  $\rho_k^{МК}$  оценивается влияние образуемой в интервалах проницаемых пластов глинистой корки и слоя промывной жидкости

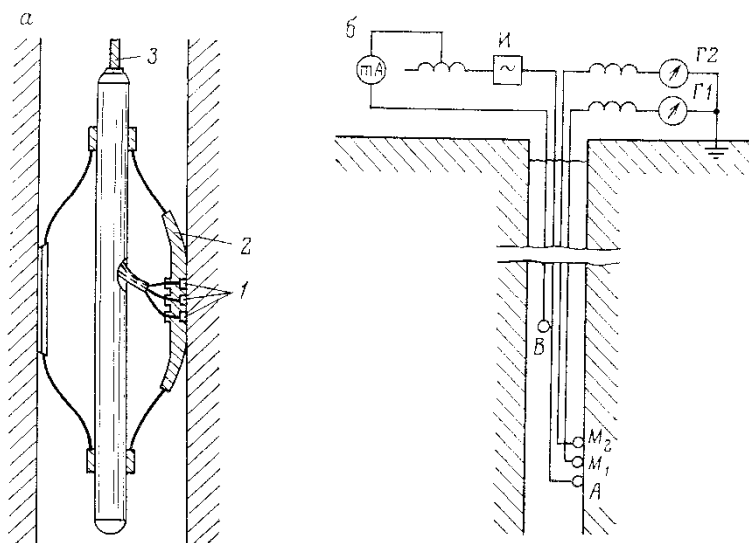


рис. 4.7. Принципиальная схема измерений микрозондами

а – общий вид микрозонда: 1 – электроды, 2 – башмак, 3 – кабель; б – схема записи

### 3. Метод резистивиметрия.

Резистивиметрия – метод ГИРС, предназначенный для измерения УЭС промывных жидкостей. Для этих целей разработаны скважинные и поверхностные резистивиметры. Значения УЭС буровых растворов ( $\rho_c$ ) необходимы при вычислении  $\rho_n$  методами БКЗ, ИК (индукционный каротаж), ВИКИЗ (высокочастотный индукционный каротаж изопараметрических зондирований) и другие.

Измерения  $\rho_c$  как правило сопровождаются и измерениями температуры ( $t$ ), поскольку сильно зависит от её изменения. Скважинный резистивиметр представляет собой зонд КС малого размера с кольцевыми электродами, который укреплен изоляторами в перфорированном корпусе с целью возможности свободной циркуляции бурового раствора через этот корпус при перемещении зонда по стволу скважины. Схема конструкции скважинного резистивиметра приведена на рисунке 4.8

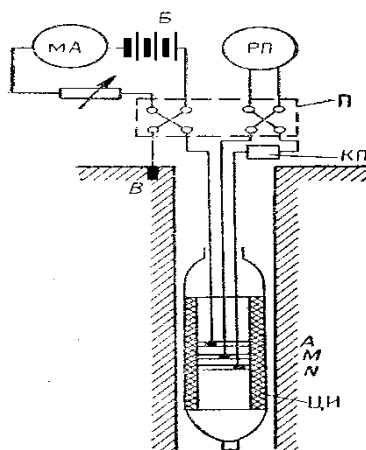


рис.4.8

#### 4. Токовый картаж (ТК)

Метод заключается в измерении силы тока ( $I$ ) в цепи питающих электродов  $A$  и  $B$ . Блок-схема приведена на рис.4.9. Сущность метода в том, что один из электродов, например  $B$ , неподвижен и его сопротивление заземления неизменно ( $R_B = \text{const}$ ). Сопротивление заземления  $R_A$  подвижного электрода  $A$  изменяется когда он пересекает в стволе скважины разные по УЭС пласты пород. Следовательно, с изменением  $R_A$  изменяется и ток  $I_A$  в питающей цепи.

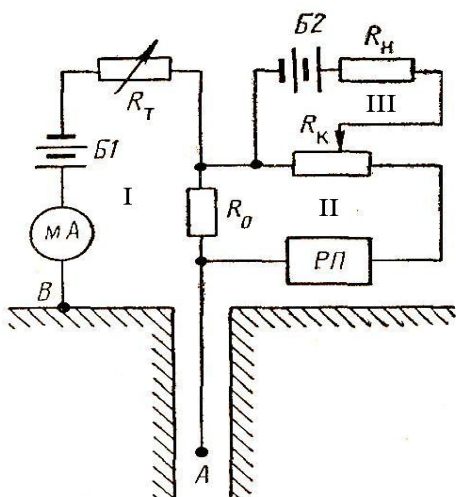


рис. 4.9 Схема измерения кривых ТК и МСК

I, II, III – питающий, измерительный и компенсационный модули,  $A, B$  – питающие электроды,  $R_T, R_0, R_H, R_K$  регулировочное, эталонное, нагрузочное и компенсационное сопротивления, Б1, Б2 – токовые батареи, МА – микроамперметр, РП – регистрирующий прибор

ТК условно относят к методам КС. Существует два варианта. В первом используется обычный зонд КС, а во втором подвижный электрод устанавливается на прижимной рессоре, как и в микрозонде или же выполняется в форме проволочного ерша (щётки) для касания со стенками скважины, что при регистрации кривой  $I_A$  снижает влияние бурового раствора. Второй вариант ТК носит название метода скользящих контактов (МСК). Методы ТК и МСК эффективны при расчленении разрезов скважин в которых присутствуют и чередуются пласты высокого и низкого УЭС, в том числе толщиной первые сантиметры, так как очень четко отбиваются их границы. Такой метод применяют на рудных и угольных месторождениях.

**5. Электрический каротаж с фокусированными зондами - боковой каротаж БК** – это методы в которых осуществляется концентрация тока или же силовых линий электрического поля в заданной точке или в геологическом объекте. Различают две разновидности конструкций зондов: 1) с фокусированной системой измерительных электродов – основа дивергентного каротажа (ДВК); 2) с фокусируемой системой питающих электродов – основа бокового каротажа (БК).

*Дивергентный каротаж* основан на определенно-направленном распределении интенсивности геофизического (физического) поля в стволе скважины. Имеется в виду явление дивергенции, связанное со стеканием тока из скважины в породу при  $\rho_n \gg \rho_c$  на расстоянии  $S > d_c$ , когда при этом изменяется потенциал  $U$  вдоль оси  $Z$ . Картина близка к той, которая имела бы место при дисковом питающем электроде (рис.4.10).

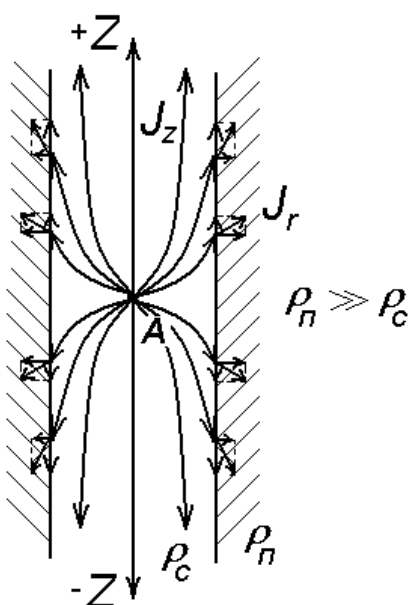


рис. 4.10 Схема распределения тока точечного источника А в «дивергентной» среде

Согласно рисунку, на удалении от источника существуют осевой  $I_z$  и радиальный  $I_r$  токи, а также осевые  $R_z$  и радиальные  $R_r$  сопротивления участка скважины.

Схема зонда дивергентного каротажа включает два совмещённых в 4-х электродный градиент-зонда, в котором электроды  $A$  и  $M$  являются общими (рис. 4.10). При такой системе показания зависят от радиальной составляющей плотности тока и система считается фокусированной в радиальном направлении. То есть показания в точках  $O_1$  и  $O_2$  равны напряжённостям  $E_1$  и  $E_2$  (первые производные  $U_1$  и  $U_2$ ), а их разность ( $E_1 - E_2 = J_a$ ) - 2-ой производной  $U$  ( $U''$ ), называемой дивергенцией. Условия существования последней в том, что если  $\sigma_n = 0$  ( $\rho_n = \infty$ ), скважина является проводником помещенным в изолятор и поэтому радиальная составляющая отсутствует ( $E_1 - E_2 = 0$ ). Следовательно и  $U'' = 0$ . Но если  $\sigma_n > 0$ , то дивергенция появляется и  $U''$  тем больше, чем больше  $\sigma_n$ .

Дивергентный каротаж в принципе позволяет осуществлять исследования сквозь обсадную колонку (электроды прижимают к трубе), так как обсадная колонка не идеальный проводник, а порода не идеальный изолятор. Недостаток ДВК – сильная зависимость от  $d_c$ .

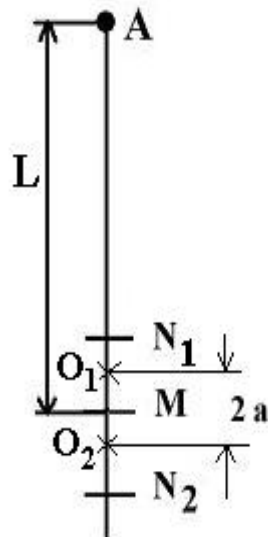


рис.4.11. Схема зонда ДВК  $L-a=AO_1$  - длина 1-го зонда,  $L+a=AO_2$  - длина 2-го зонда

*Боковой картаж (БК)* – метод с управляемой системой питающих электродов с целью фокусировки тока в пласт, один из основных методов исследований нефтяных, угольных и др. скважин. Различают 3-х, 7-ми и 9-ти электродные модификации. В специальной литературе и некоторых учебниках БК еще называют методом сопротивления экранированного заземления (СЭЗ). Сущность БК в том, что посредством равного потенциала экранирующих электродов, ток центрального электрода течет перпендикулярно к оси скважины. В этом случае на измерения меньше влияют мощность пласта, сопротивление вмещающих пород и бурового раствора, что и является преимуществом БК перед методом КС.

Преимущество БК еще и в том, что одновременно с кривой  $\rho_k$  можно регистрировать кривую удельной электропроводности  $\sigma_k$  (ед. изм. – сим/м). Размер центрального электрода в зондах БК, как правило, первые сантиметры, следовательно можно выявлять очень тонкие пласты и пропластки, при том что метод глубинный и составляет три длины экранирующих электродов. Схема трёхэлектродного зонда БК приведена на рис. 4.12 Удельное электрическое сопротивление, измеряемое при каротаже методом БК, соответствует в непроницаемых пластах истинному, носит название эффективного ( $\rho_{эф}$ ) и оценивается по типовой формуле:

$$\rho_{эф} = k \Delta U / I \quad (2)$$

$k$  подбирается опытным путем из условия:  $\rho_{эф} = \rho_{ист}$ .

Глубина 3-х электродного зонда равна примерно трёхкратной длине экранирующего электрода и достигает 3 – 4,5 м. Для 7-ми электродного зонда глубинность несколько меньше. Кривые БК по форме напоминают кривые КС-ПЗ, что собственно они и представляют, но только более отчетливо за счет фокусировки.

Границы устанавливаются по точкам максимального градиента возрастания-убывания аномальных кривых  $\rho_{эф}$ .

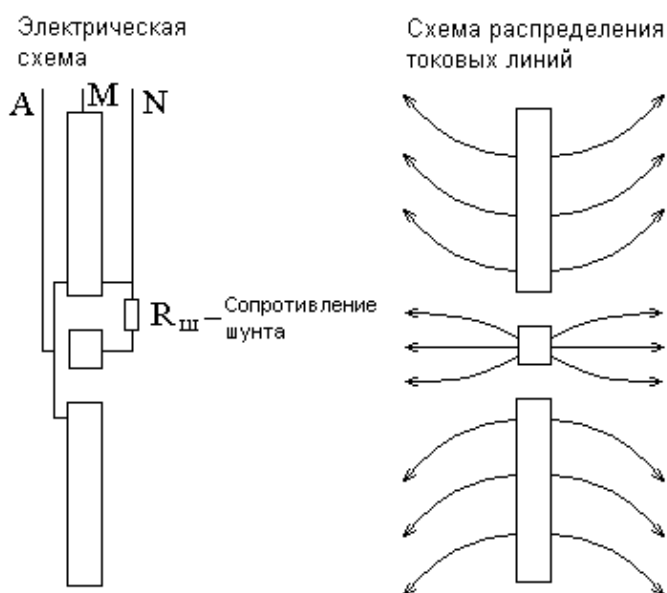


рис. 4.12 Схема трехэлектродного зонда БК

## V. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ.

### 1. Метод ПС- самопроизвольной поляризации.

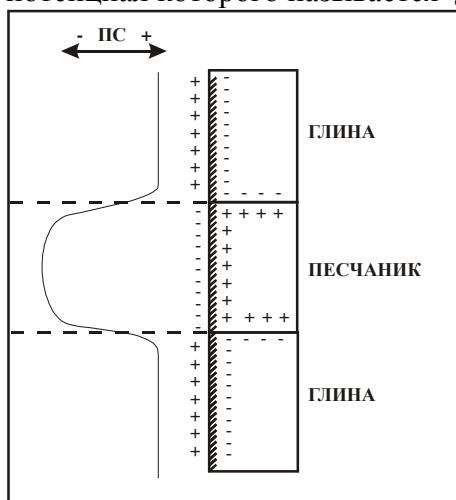
При бурении скважины нарушается естественное залегание горных пород вследствие разрушения их буровым инструментом и воздействия промывочной жидкости, в качестве которой используют воду, глинистые и известково-глинистые растворы. При проведении ГИС скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью, через которую обеспечивается контакт электроустановок электрического каротажа с горной породой. Промывочная жидкость оказывает существенное влияние на результаты ГИС. Обычно при бурении скважины гидростатическое давление промывочной жидкости превышает пластовое давление, вследствие чего происходит проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемые горные породы. Одним из методов ГИС, позволяющим выделять проницаемые интервалы в разрезе скважины, является метод каротажа самопроизвольной (спонтанной) поляризации скважины (ПС).

Величина ПС может зависеть от нескольких взаимосвязанных физико-химических реакций:

1. Диффузионно-адсорбционные потенциалы – возникающие при пересечении скважиной песчаных пластов коллекторов. В естественных условиях минерализация пластовых вод выше, чем минерализация промывочной жидкости. В буровом растворе молекулы NaCl диссоциируют на катион Na и анион Cl, каждый из которых диффундирует с определенной скоростью, причем подвижность Cl в 1,5 раза выше подвижности иона Na+. Следовательно, на границе скважина-пласт-коллектор происходит перераспределение зарядов. Промывочная жидкость за счет ионов Cl-



заряжается отрицательно, а пласт за счет  $\text{Na}^+$  положительно. Таким образом, на контакте песчаного пласта со скважиной образуется двойной электрический слой, потенциал которого называется диффузионным.



2. Потенциалы фильтрации возникают при движении в порах горной породы, при этом происходит адсорбция анионов солей пластовых вод, а внутри капилляра образуется избыток катионов. При движении жидкости на входе капилляра возникает избыток положительных зарядов, а на выходе - избыток отрицательных. Образуется как бы гальванический элемент, посылающий ток на встречу движения жидкости.
3. Окислительно-восстановительные потенциалы.  
Эти потенциалы возникают при химических реакциях между электропроводящими телами (сульфиды, графит, антрацит и др.), промывочной жидкостью скважины и пластовыми водами. Разность потенциалов между окисляющей средой и окислителем называется окислительно-восстановительным потенциалом.

Область применения ПС:

1. Выделение в разрезе скважины проницаемых интервалов.
  2. Литологическое расчленение разреза.
  3. Определение границ пластов.
  4. Определение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов
- Факторы, влияющие на качество регистрации ПС- это намагниченность геофизического оборудования и оборудования буровой.

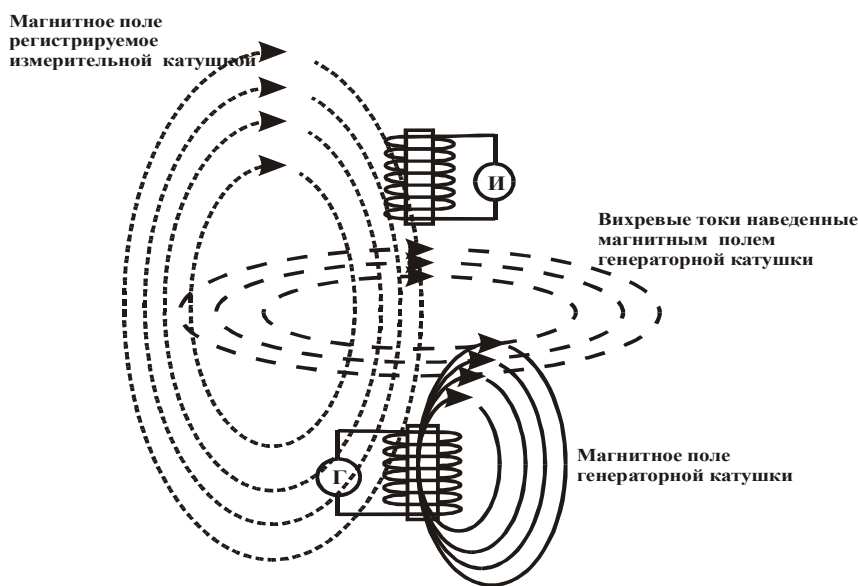
Намагниченность оборудования приводит к возникновению на зарегистрированной кривой ПС синусоидальных помех, амплитуда которых может быть сопоставима с амплитудой полезного сигнала и может привести к невозможности интерпретации полученных данных.

## 2. Индукционный каротаж

При проведении индукционного каротажа (ИК) изучается удельная электрическая проводимость горных пород посредством индуцированных (наведенных) токов. Для этого в скважину опускается прибор (зонд) имеющий в своем составе генераторную (Г) и измерительную (И) катушки. Расстояние между генераторной и измерительной называется длиной зонда.

При проведении измерений в генераторной катушке с помощью переменного тока устанавливается переменное магнитное поле. Согласно закону Фарадея, в это время в горной породе возникают электромагнитные вихревые токи, которые фиксируются измерительной катушкой зонда. Величина вихревых токов, возникающих в горной породе зависит от величины её удельной электропроводности.

Основное преимущество метода ИК состоит в том, что при его выполнении нет необходимости прямого электрического контакта между измерительным зондом и горной породой, следовательно, ИК эффективен при изучении скважин заполненных непроводящими буровыми растворами на нефтяной основе.



ИК позволяет решать следующие геолого-геофизические задачи:

1. Литологическое расчленение разреза.
2. Выделение коллекторов.

Определение характера насыщения коллекторов

Индукционный каротаж (ИК) основан на измерении кажущейся удельной электрической проводимости  $\sigma_k$  пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц.

Реализованы варианты измерения как активной компоненты кажущейся удельной электрической проводимости  $\sigma_{ка}$ , которая пропорциональна ЭДС, синфазной току генераторной цепи зонда, так и реактивной компоненты  $\sigma_{кр}$ , пропорциональной ЭДС, сдвинутой по фазе относительно тока генераторной цепи зонда на величину  $\pi/2$ . Единица измерения – сименс на метр (См/м), дробная – миллисименс на метр (мСм/м).

Основное назначение ИК, выполненного с помощью многозондовых приборов, состоит в определении геоэлектрических характеристик разреза – УЭС неизменной части пласта и зоны проникновения, а также глубины зоны проникновения. При использовании однозондовых приборов решение этих задач может достигаться комплексированием данных ИК с данными БКЗ и БК.

Типовые условия применения метода – скважины, заполненные любой промывочной жидкостью и вскрывшие породы с удельным электрическим сопротивлением менее 500 Ом\*м.

Применение метода ограничивается: при высоком содержании в промывочной жидкости компонент с сильными магнитными свойствами; если значения удельного электрического сопротивления пород превышают 500 Ом\*м, для малоглубинных зондов ИК и зондов со слабым исключением влияния скважины – на высокоминерализированных промывочных жидкостях.

Простейший измерительный зонд ИК состоит из генераторной и измерительной цепей, содержащих, по крайней мере, по одной катушке – генераторной и измерительной. Реально общее число катушек зонда ИК, как правило не меньше 3 и не больше 8. При построении многозондовых приборов ИК одну из цепей (генераторную или измерительную) выбирают общей для всех зондов.

Длина зонда ИК – расстояние между основными генераторной и измерительной катушками. Точку на оси зонда, для которой проходящая через нее и перпендикулярная оси зонда плоскость делит все пространство на два полупространства с равными геометрическими факторами, принимают за точку записи.

Прибор (модуль) ИК комплексируют с модулями других методов ГИС без ограничений.

#### Кавернометрия

Кавернометрия является методом изучения геометрии ствола скважины, измеряется средний диаметр скважины в миллиметрах.

Данные о фактическом диаметре скважины необходимы для решения следующих задач:

- оценки прихватоопасности желобов, сальников, глинистых и шламовых корок, интервалов выкрашивания или вывала пород;
- учета геометрии ствола при аварийных работах, связанных с извлечением из открытого ствола посторонних предметов;
- выбора интервалов установки пакеров, башмаков колонны и т.п.;
- уточнения геологического разреза – выделения коллекторов по проявлению глинистых корок;
- учета диаметра ствола при интерпретации данных БКЗ, БК, ГК и других методов.

## **VI. РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ.**

В зависимости от решаемой задачи выделяют общие и детальные исследования методами РК. Отличия между ними заключаются в требованиях получения неискаженной информации для пластов с минимальной мощностью, параметры которых подлежат количественной оценке. Выполнение этих требований достигается выбором максимально допустимой скорости каротажа.

Повышение детальности исследований достигается уменьшением шага дискретизации по глубине при одновременном снижении скорости каротажа. Шаг дискретизации по глубине выбирают из ряда 0,2; 0,1; 0,05 м.

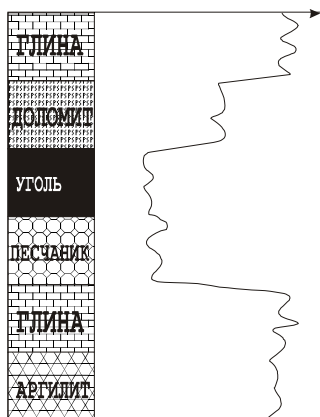
## Гамма-каротаж (ГК)

Принцип гамма-каротажа основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность слагается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см (редко до 50 см). Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Основы применения ГК в скважинах пробуренных на нефть и газ связаны с четкой зависимостью величины гамма-излучения от характера горной породы. Самую высокую радиоактивность среди осадочных горных пород имеют глубоководные илы, черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли. Средняя радиоактивность характерна для неглубоководных и континентальных глин, глинистых песчаников, мергелей глинистых известняков и доломитов. К породам с низкой радиоактивностью относятся ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. В общем случае кривая ГК характеризует разрез скважины от величины глинистости горных пород, что облегчает выделение коллекторов, которые могут содержать подвижные флюиды, такие как нефть и газ.



Для регистрации естественной радиоактивности горных пород разработаны и применяются два типа зондов:

1. Зонд для регистрации суммарного гамма – излучения, который записывает общий объем гамма – лучевой активности горных пород вскрытых скважиной вне зависимости от типа источника.
2. Зонд для определения спектра источника гамма – излучения или спектральный гамма – каротаж, – который наряду с регистрацией суммарного ГК дает представление о концентрации каждого радиоактивного элемента (урана, тория и калия) в изучаемой горной породе.

Наиболее часто в практике проведения ГИС применяются зонды для регистрации суммарного спектра гамма – излучения – *гамма – каротаж*.

По данным ГК решают следующие задачи:

- литологическое расчленение различных типов горных пород. Интенсивность гамма-излучения зависит от содержания в породах радиоактивных элементов. Т.к. оно в разных породах различно, по данным ГК можно судить о характере горных пород.
- определение глинистости горных пород. Определение коэффициента глинистости по данным гамма-метода основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма-активности песчано-глинистых горных пород;
- привязка к разрезу результатов исследования другими методами каротажа, интервалов перфорации и др. Основана на возможности проводить ГК в обсаженных скважинах.

Метод ГК позволяет решать следующие задачи:

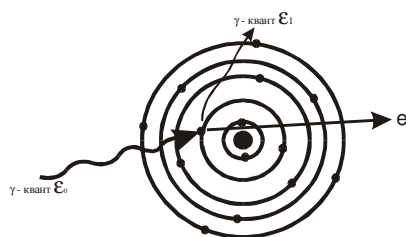
1. Литологическое расчленение разреза.
2. Определение фильтрационно-емкостных свойств пластов.
3. Корреляция разрезов скважин. (Привязка по глубине)

Метод ГК реализован в следующей аппаратуре:СРК; СРК-М; РКС; ГК-МН (сборка МЕГА).

Все остальные методы РК позволяют определять величину вызванного радиоактивного поля с целью решения определенных задач.

Метод гамма-гамма каротаж.

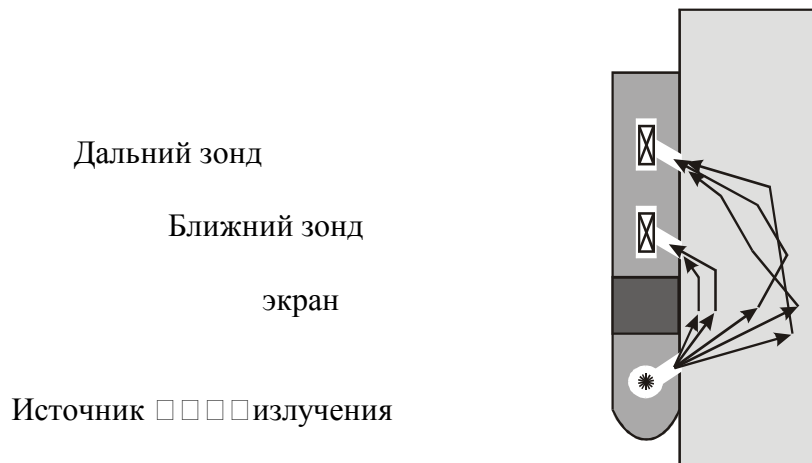
Метод ГГК существует в двух модификациях: ГГК-П и ГГК-С. Гамма-гамма каротаж селективный проводится в скважинах на руды тяжелых металлов. Метод гамма-гамма каротаж плотностной основан на эффекте рассеяния жесткого гамма-излучения в изучаемой горной породе. Идея ГГК-П основана на известных принципах взаимодействия  $\gamma$ -излучения с различными веществами. Измеряя результат этого взаимодействия, можно, в частности определить и плотность горной породы. Основным фактором, влияющим на показания метода ГГК-П является эффект комптоновского рассеяния  $\gamma$ -излучения или  $\gamma$ -квантов. При котором происходит взаимодействие испускаемых источником  $\gamma$ -квантов высоких энергий с электронами ядер минералов, слагающих горную породу.  $\gamma$ -квант взаимодействуя с электроном теряет часть своей энергии и меняет траекторию движения



После неоднократного повторения подобной реакции  $\gamma$ -квант изменяет свою траекторию настолько, что может быть зарегистрирован детектором, находящимся в приборе. По сути, прибор ГГК-П измеряет электронную плотность горной породы, которая тесно связана с плотностью минералов слагающих ее.

Поскольку облучение горных пород в скважине происходит жестким  $\gamma$ -излучением, то регистрируемая детекторами мощность экспозиционной дозы рассеянного  $\gamma$ -излучения находится в обратно пропорциональной зависимости от плотности среды. Следовательно, метод ГГК-П позволяет выполнять литологическое расчленение разреза, выделять пласты – коллектора и рассчитывать коэффициент пористости Кп.

Для производства работ применяется двухзондовая аппаратура ГГК-П, показанная на рисунке ниже.



Наличие двух зондов продиктовано тем, что при подобной регистрации рассеянного гамма- $\gamma$ -излучения малый зонд позволяет более точно учесть влияние ближней зоны скважины (глинистой корки, бурового раствора), а дальний зонд регистрирует рассеянное гамма-излучение от горной породы. При производстве работ, с целью устранения влияния скважины на результаты измерения зондовая часть прибора в обязательном порядке прижимается к стенке скважины прижимным устройством.

В качестве источников жесткого гамма- $\gamma$ -излучения в скважинных приборах применяются ампульные источники, содержащие изотопы  $^{60}\text{Co}$  или  $^{137}\text{Cs}$ .

### Нейтронный метод

Нейтронный метод основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин); расчетная величина – водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах.

В зависимости от регистрируемого излучения различают: нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – ННК-НТ; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам - ННК-Т; нейтронный гамма-каротаж – НГК. Первые два вида исследований выполняют, как правило, с помощью компенсированных измерительных зондов, содержащих два детектора нейтронов (рис.6.1); НГК – однозондовыми или двухзондовыми приборами, содержащими источник нейтронов и один или два детектора гамма-излучения (рис.6.2).

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от ампульного источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые в результате взаимодействия с порообразующими элементами замедлились до тепловой энергии.

Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы. Наибольшая потеря энергии нейтрона наблюдается при соударении с ядром водорода. Для тепловых нейтронов, образующихся при замедлении быстрых нейтронов, наиболее характерен радиоактивный захват, сопровождающийся вторичным гамма-излучением. Таким образом, по данным ННК-Т можно определять водородосодержание горных пород, которое для пластов-коллекторов напрямую связано с пористостью.

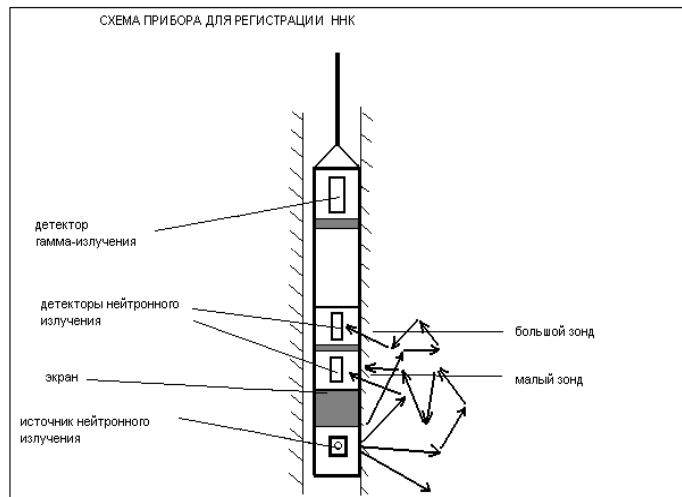


рис.6.1 Схема прибора для нейтрон-нейтронного каротажа.

При проведении измерений детектор тепловых нейтронов располагается на определенном расстоянии от источника нейтронов. Расстояние от источника до детектора выбирается таким, что при увеличении водородосодержания горных пород, зарегистрированная интенсивность тепловых нейтронов уменьшается, т.е. зонд является заинверсионным. Регистрация нейтронного излучения двумя зондами с разной длиной позволяет уменьшить влияние скважины на результат определения водородосодержания горных пород. Эффект основан на разной глубинности исследования при разной длине зонда. Малый зонд ННК-Т<sub>МЗ</sub> несет информацию в основном о нейтронных свойствах скважины и околоскважинного пространства, тогда как на интенсивность, зарегистрированную большим зондом ННК-Т<sub>БЗ</sub>, большое влияние оказывают нейтронные свойства пласта. Поэтому для определения водородосодержания используют отношение скоростей счета в этих зондах.

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения емкостных параметров пород (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

Областями эффективного применения НК при определении пористости и литологическом расчленении разреза являются:

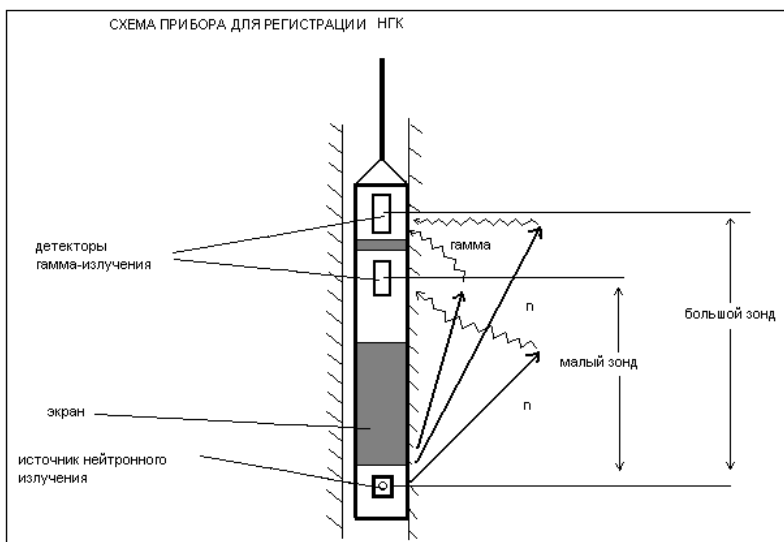


рис.6.2 Схема прибора для нейтронного гамма-каротажа.

- для ННК-НТ – породы с любым водородосодержанием, любыми минерализациями пластовых вод Спл и промывочной жидкости Спж (в том числе с любой контрастностью Спл и Спж в зоне исследования метода), при невысокой кавернозности ствола скважины;
- для ННК-Т – породы с любым водородосодержанием, невысокими Спл и Спж (меньше 50-70 г/л NaCl) и слабой контрастностью Спл и Спж;
- для НГК – породы с низким (меньше 8-12%) водородосодержанием и любыми Спл и Спж, а также породы со средним (8-20%) водородосодержанием, если Спл и Спж не превышают 100 г/л.

Областями эффективного применения НК при выделении газоносных пластов, газожидкостного контакта, определении коэффициента газонасыщенности являются:

- для ННК-НТ – породы с любым водородосодержанием при диаметре скважины, не превышающем 200 мм;
- для ННК-Т – породы с водородосодержанием более 10% при диаметре скважины, не превышающем 250 мм;
- для НГК – породы с водородосодержанием менее 20%.

Измерительный зонд НК содержит ампульный источник нейтронов и один или два (и более) детектора нейтронов (надтепловых или тепловых) или гамма-излучения. Точка записи – середина расстояния между источником и детектором для однозондовых приборов и середина между двумя детекторами для компенсированных (двухзондовых) приборов.

Модуль НК комплексируется с другими модулями без ограничений.

### **Импульсный нейтронный каротаж (ИНК).**

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) в интегральной модификации основан на облучении скважины и породы быстрыми нейтронами от импульсного источника и измерении распределения во времени интегральной плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. В зависимости от регистрируемого излучения различают: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). Для обоих видов каротажа измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах, основными расчетными – макросечение  $\Sigma_a$  захвата



тепловых нейтронов в единицах захвата (е.з.), равных  $10^{-3} \text{ см}^{-1}$ , и водонасыщенная пористость пород, в процентах.

Импульсный нейтронный каротаж применяют в обсаженных скважинах для литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов, выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов, определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами, определения газожидкостных контактов, оценки пористости пород, количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности, контролем за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронопоглощающими свойствами.

Измерительный зонд ИНК содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов, один или два детектора тепловых нейтронов или гамма-излучения. Точка записи – середина расстояния между излучателем и детектором, для двухзондовых приборов – середина расстояния между детекторами.

Модуль ИНК обычно комплексируют с модулями ГК и ЛМ.

Радиоактивный каротаж нефтяных и газовых скважин включает следующие основные группы измерений: гамма-каротаж – ГК, гамма-гамма каротаж – ГГК, нейтронный каротаж – НК, нейтронный активационный каротаж. Каждая группа подразделяется на несколько модификаций, различающихся типом и энергетическим спектром регистрируемого излучения, конструкцией измерительных зондов, методиками измерений и обработки первичных данных.

Приборами РК непосредственно измеряются сигналы детекторов ионизирующего излучения в виде скорости счета – числа импульсов, регистрируемых в единицу времени. В импульсных и спектрометрических модификациях РК регистрируют скорости счета во временных и энергетических окнах.

Переход от скорости счета к геофизическим характеристикам пород (плотность пород, эффективный атомный номер элементов, макросечение захвата нейтронов и др.) и их геологическим параметрам (пористость, насыщенность, вещественный состав пород) осуществляют с использованием зависимостей между показаниями скважинных приборов и указанными характеристиками и параметрами, установленными на моделях пород, пересеченных скважиной, или методами математического моделирования.

Наиболее важными эксплуатационными и метрологическими характеристиками приборов РК считаются:

- диапазоны измерения геофизических характеристик;
- предел допускаемой основной погрешности измерений;
- допускаемые максимальные скорости счета;
- нестабильность скорости счета при непрерывной работе прибора;
- максимальные значения температуры и давления в скважине;
- максимальное и минимальное значение внутреннего диаметра исследуемых скважин (обсадных колонн, НКТ);
- вертикальное разрешение метода и глубинность исследований.

Значения этих характеристик и допускаемые отклонения от них регламентируются требованиями эксплуатационной документации на конкретные приборы.

Минимальные требования к методическому обеспечению обработки данных заключаются в наличии основных интерпретационных зависимостей, устанавливающих взаимосвязь между измеряемыми скоростями счета и искомыми геофизическими характеристиками или геологическими параметрами пород, а также дополнительных зависимостей, позволяющих учесть влияние на основные зависимости геолого-технических условий измерений: давления и температуры в скважине, ее диаметра, свойств промывочной жидкости и глинистой корки, диаметров и толщин обсадной колонны и цементного кольца, вещественного состава пород, минерализации пластовых вод, плотности флюидов и т.п.

#### *Конструкция аппаратуры:*

Скважинный прибор представляет собой стальной цилиндрический кожух, герметизированный с обоих концов головками с самоуплотняющимися резиновыми кольцами. Верхняя головка прибора служит для подсоединения прибора к кабелю, нижняя – для подсоединения зондового устройства с источником.

Электрическая схема скважинного прибора выполнена на платах из стеклотекстолита, размещённых в корытообразном шасси.

По обе стороны шасси располагаются блоки детекторов излучения. В комплект прибора могут входить 7 сменных детекторов излучения:

- а) детектор ГК, состоящий из монокристалла йодистого натрия (размерами 20х40мм) и фотоумножителя;
- б) детектор НГК – состоящий из газонаполненного счётчика типа СИ-23Г;
- в) детектор ННК-Т – состоящий из сцинтиллятора типа ЛДНМ и фотоумножителя ФЭУ-31 ФЭУ-31, термостатированного с помощью сосуда Дьюара;
- г) детектор ГГК, состоящий из монокристалла йодистого натрия и фотоумножителя ФЭУ-35.

Для работы в скважинах с температурой +50°С:

- а) детектор ГК, состоящий из монокристалла йодистого натрия размером 30х70мм и фотоумножителя ФЭУ-35;
- б) детектор ГГК, состоящий из монокристалла йодистого натрия (размером 30х40мм) и фотоумножителя ФЭУ-35;
- в) детектор ННК-Т, состоящий из сцинтиллятора ЛДНМ и фотоумножителя ФЭУ-35.

Для регистрации надтепловых нейтронов к комплекту блоков ННК-Т прилагаются съёмные кадмиевые и полиэтиленовые экраны.

Для обеспечения устойчивости сосудов Дьюара применена консольная система крепления, благодаря которой сосуд не несёт никакой нагрузки. Несущая пробка из слабо проводящего тепло материала имеет ёмкость, заполненную парафином, для увеличения теплоёмкости внутренней полости сосудов Дьюара.

Зондовое устройство обеспечивает экранирование детекторов от прямого излучения источников и позволяет менять расстояние между источником и детектором.

Размеры зондов для работы методами ГГК и ННК-Т:300,400,500,600мм; для работы методом НГК: 500,600,700мм.

Панель управления выполнена на стандартном сменном шасси, устанавливаемом в аппаратный в стенд каротажной станции.

Для качественного выполнения каротажных работ должен быть постоянный контроль за техническим состоянием аппаратуры и оборудования. На базе партии аппаратура должна своевременно эталонироваться и градуироваться. Эталонирование аппаратуры РК позволяет проверить стабильность ее работы, обеспечить перевод показателей приборов в выбранные единицы измерения, а также для четкой корреляции разрезов скважин.

Предварительно в скважинном приборе устанавливают энергетический порог регистрации гамма-квантов  $E_{\gamma}$ , равный 4,8-5,6 фДж (для работы в скважинах с температурой 50-70°C) или 3,2 фДж (для нормальных условий), с помощью источника  $^{204}\text{Tl}$  ( $E_{\gamma}=11,4$  фДж).

Перед эталонированием на ленте фиксируют исходные данные: нуль индикатора, отклонения от калибратора, натурального фона и рабочего эталона (радиевый источник, служащий для контроля работы аппаратуры). Если в конце эталонирования отклонение от натурального фона изменилось более чем на 10%, выясняют причины расхождения и снова эталонируют аппаратуру. Отклонение от рабочего эталона за вычетом натурального фона принимается за контрольное показание, которое записывается в журнал эталонировки и служит для контроля стабильности работы радиометра.

Аппаратуру эталонируют ежемесячно, а также при расхождениях контрольных показаний более чем на 10%, при смене детекторов, фотоумножителей, радиоламп и других элементов схемы, изменении режима питания и установке нового масштаба (рис.1). Для перевода значений натурального фона в мкР/ч график продлевают до пересечения с осью  $I_{\gammaи}$  и шкалу  $I_{\gammaи}$  смещают на величину  $I_{\gammaф}$ .

$$\Delta = \Delta I / L$$

Нелинейность эталонировочного графика не должна быть более 5%.

*При проведении эталонирования следует соблюдать следующие условия:*

1. постоянная времени аппаратуры  $t$  должна оставаться неизменной;
2. натуральный фон определяется при удалении всех источников излучения от эталонировочной установки на расстоянии более 10 м ( на высоте не менее 2-х м и удалении от стен зданий более 4-х м);
3. измерения проводят не ранее чем через 3 мин после установки радиевого эталона;
4. допустимая погрешность измерения не более 2 %.

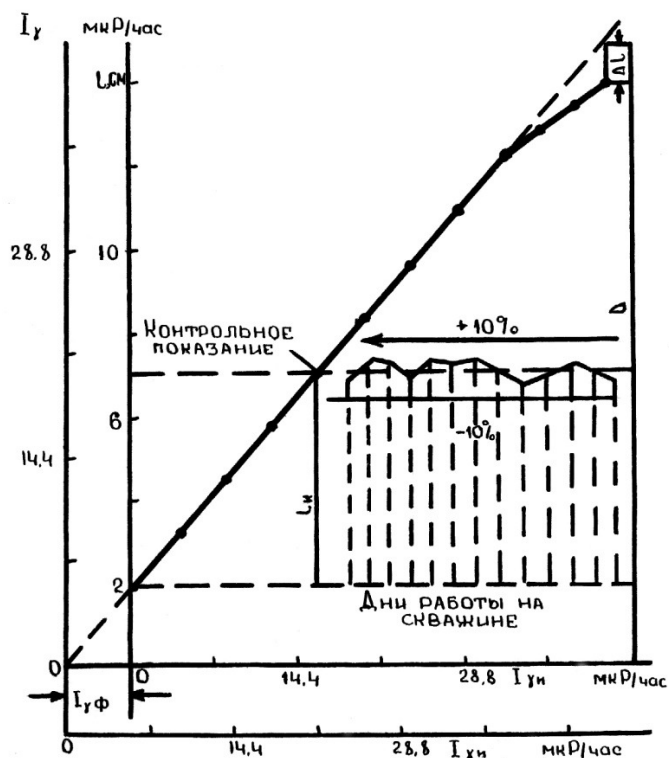


рис.6.3

Интенсивность гамма-излучения  $J$  рассчитывают по формуле:

$$J = j \frac{A}{R^2},$$

где  $R$  - расстояние от центра индикатора до центра источника, м;

$A$  -  $840 a$  - интенсивность гамма-излучения эталона на расстоянии 1 м от него, мкР/ч;

$a$  - гамма-эквивалент источника, мг-экв радия (указывается в паспорте);

$j$  - коэффициент, учитывающий длину индикатора и рассеянное излучение источника:

- при  $R$  от 1 до 2,5 м он равен 1,3;
- при  $R$  от 2,5 до 3 м - 1,2;
- при  $R$  более 3 м - 1,1.

Наибольшая скорость перемещения  $V$  скважинного зонда определяется по формуле:

$$V = \frac{3600(h_{\min} - l)}{b \cdot \tau},$$

где  $h_{\min}$  - минимальная мощность пласта, м;

$l$  - длина индикатора, м;

$t$  - постоянная времени, с;

$b$  - коэффициент, учитывающий точность измерения (при качественной интерпретации он равен 2, при количественной - 2,5 - 3).

При работе с прибором ДРСТ  $V_{пр.} = 600-800$  м/ч, постоянная времени прибора - 3 с.

Эффективный радиус исследования при гамма - каротаже уменьшается с увеличением плотности среды. Для однородного водонасыщенного песчаника пористости 22% он составляет 26 см, а для пласта пресной водой - около 60 см.

Наибольшей радиоактивностью обладают глины, наименьшей - чистые разности песков, известняки и доломиты.

При количественной интерпретации данных ГК, следует пользоваться показаниями, приведенными к стандартным условиям по специальным палеткам и номограммам. Рекомендуется проводить обработку по относительным показаниям ГК:

$$i = \frac{J - J_{min}}{J_{max} - J_{min}},$$

где  $J$  - соответственно значения интенсивности в имп/мин против исследуемого слоя,

$J_{min}$  - соответственно значения интенсивности в имп/мин против песчаного пласта,

$J_{max}$  - соответственно значения интенсивности в имп/мин против глин в разрезе.

Для отсчета относительных показаний проводят линию по максимальным значениям (линия глин) и по минимальным (линия песков), считая интервал между этими линиями за 100 % или 1, разбивают его на равные части и по полученной условной шкале отсчитывают относительные показания.

## Аппаратурный комплекс МЕГА-Р

Комплекс МЕГА-Р предназначен для проведения геофизических исследований в скважинах на нефтяных и газовых месторождениях методами радиоактивного, акустического и других видов каротажей, обеспечивая одновременное измерение в пластах, вскрытых скважиной, мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, водонасыщенной пористости, интервального времени распространения упругих колебаний и коэффициента их затухания, оценку качества цементирования и локацию муфтовых соединений обсадной колонны.

Базовая сборка МЕГА-Р может трансформироваться за счёт дополнительных приборов: 2ГГК-М (плотностного гамма гамма каротажа) и СГК-М (прибор спектрометрического гамма каротажа). Каждый из модулей комплекса МЕГА-Р может использоваться самостоятельно в качестве отдельного скважинного прибора, реализующего соответствующий метод.

Приборы МЕГА-Р позволяют проведение исследований в скважинах диаметром от 100 до 300 мм со скоростью 300-600 м/ч при температуре до +120°C и гидростатическом давлении до 80 МПа с использованием 3-х жильного кабеля длиной до 6000 м.

Термостатированные приборы МЕГА-Р позволяют проведение исследований в скважинах при температуре до + 175°С.

Комплекс МЕГА-Р работает с программно-управляемой станцией МЕГА, а также с любой другой компьютеризированной станцией, которая будет к нему адаптирована.

В каждом приборе комплекса МЕГА-Р используется унифицированная телеметрия, работающая в режиме “запрос - ответ” и обеспечивающую приёмо-передачу командных, управляющих, информационных и служебных слов в цифровой (формат МАНЧЕСТЕР - 2) и аналоговой (акустические волновые картинки) формах.

Основные виды **РК**, применяемые в промышленной геофизике:

- гамма-каротаж (ГК) - основан на измерении интенсивности естественной гамма-активности пород;
- гамма-гамма каротаж (ГГК) - основан на измерении интенсивности рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении пород источником гамма-квантов;
- каротаж нейтронный (НК) - основан на изучении эффекта взаимодействия потока нейтронов с веществом пород.

Каждый из видов **РК** подразделяется на несколько методов (модификаций).

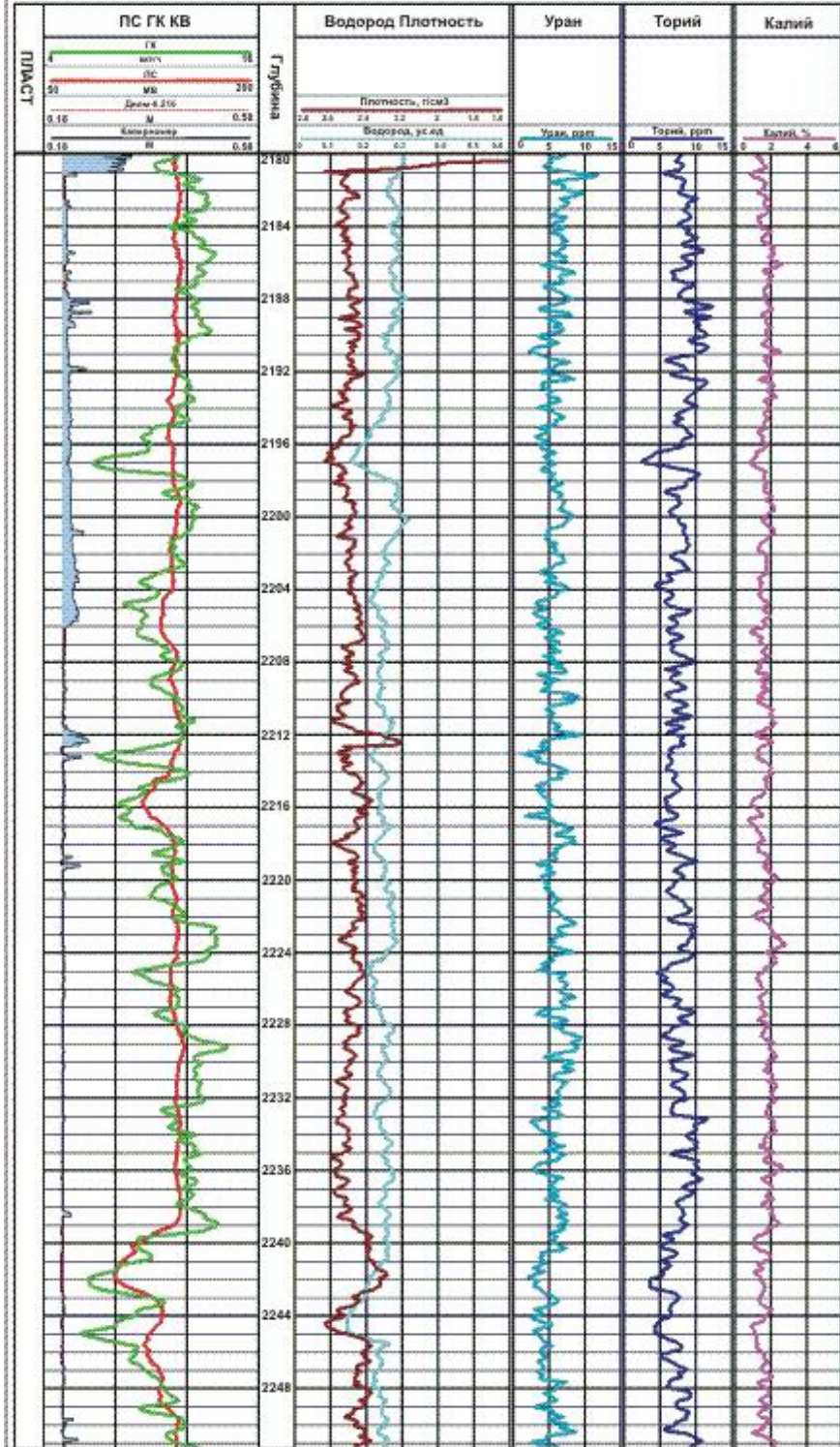
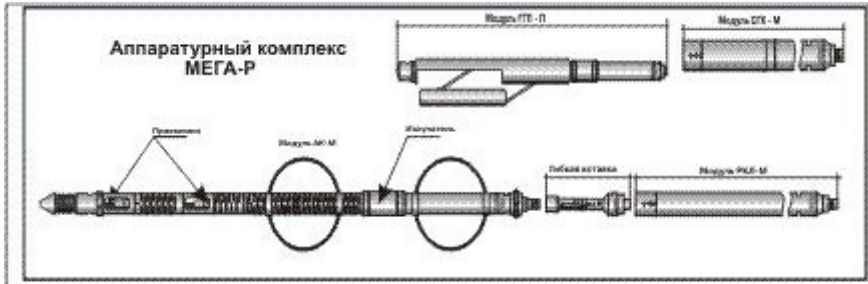
Особенности **РК**:

- малая глубинность исследования (10— 30 см);
- возможность проведения исследований в открытом и обсаженном стволе скважины.

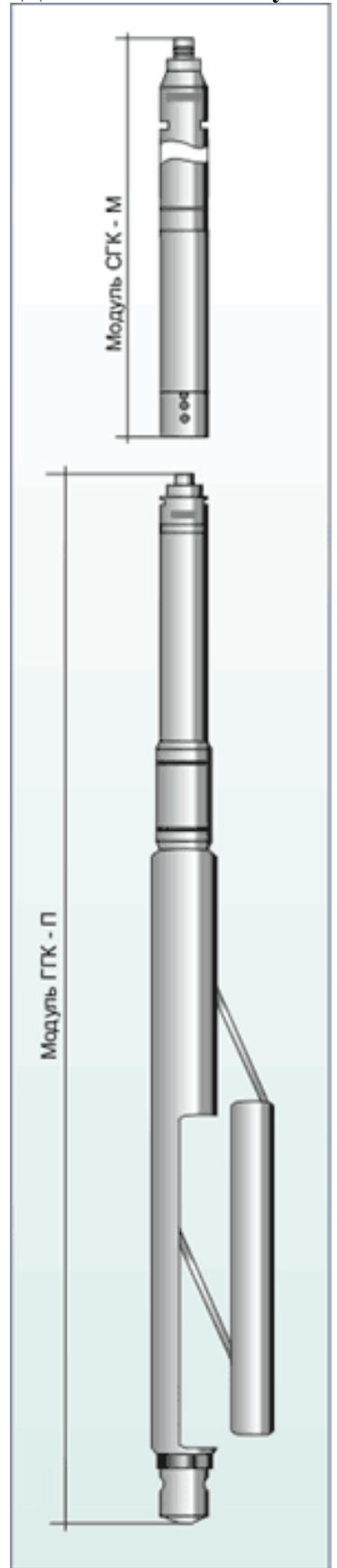
Данные **РК** привлекаются:

- для решения обширного круга геологических задач, связанных с поисками и разведкой нефтегазовых месторождений;
- при контроле за эксплуатацией этих месторождений;
- при решении некоторых технических задач в процессе бурения скважины.

Для измерения интенсивности радиоактивных излучений используются скважинные радиометры, которые состоят из радиоактивного зонда каротажного и электронной схемы, преобразующей информацию для передачи ее по каротажному кабелю на поверхность к измерительной аппаратуре. Как правило, все радиометры являются комплексными приборами, позволяющими регистрировать одновременно два-три параметра **РК**.



**Дополнительные модули**



## VII. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ.

Горные породы являются упругими телами, которые под действием внешней возбуждающей силы, претерпевают деформации объема (растяжение и сжатие) и деформации формы (сдвига).

Последовательное распространение деформации называется - упругой волной. Первое отклонение частицы от положения покоя называется - вступлением волны. В акустическом каротаже различают (регистрируют) несколько типов волн:

*Продольные волны* связаны с деформациями объема твердой или жидкой среды, а поперечные с деформациями только твердой среды. Продольная волна представляет собой перемещение зон сжатия и растяжения вдоль луча, а *поперечная* - перемещение зон скольжения слоев относительно друг друга в направлении перпендикулярном лучу. Продольные волны распространяются в 1,5-10 раз быстрее поперечных. Упругие (акустические) волны, как и все прочие волны, характеризуются определенным набором свойств. К этим свойствам относят: частоту волны, длину волны, скорость и амплитуду (затухание). При проведении акустического каротажа наибольший практический интерес представляют два параметра волн - скорость и амплитуда. Следовательно, горные породы вскрытые скважиной можно изучать как по скорости распространения колебаний, так и по их затуханию.

Простейший измерительный зонд АК содержит в своем составе излучатель (И) упругих волн звукового (2-20 кГц) и ультразвукового (2-60 кГц) диапазонов частот и расположенный от него на определенном расстоянии (1,4-3,5 м) широкополосный приемник. Для проведения АК применяются трех - и более элементные приборы, состоящие из 2-х излучателей (И) и 1-го приемника (П) или наоборот: 2 излучателя, 1 приемник.

### *Акустический каротаж на преломленных волнах*

Акустический каротаж на преломленных волнах предназначен для измерения интервальных времен  $t$  ( $t = 1/v$ , где  $v$  - скорость распространения волны, м/с), амплитуд  $A$  и коэффициентов эффективного затухания преломленной продольной, поперечной, Лэмба - Стоунли продольных волн, распространяющихся в горных породах, обсадной колонне и по границе жидкости, заполняющей скважину, с горными породами или обсадной колонной. Единицы измерения - микросекунда на метр (мкс/м), безразмерная (для  $A$ ) и - децибел на метр (дБ/м) соответственно.

Для изучения упругих свойств горных пород применяют акустический каротажный зонд. Простейший зонд такого типа (двух-элементного) состоит из излучателя ультразвуковых (или звуковых) колебаний И и пьезоэлектрического приемника П. Излучатель представляет собой катушку внутри кольцевого сердечника из пластин магнитострикционного материала (чаще пермендюр), через которую пропускают мощные импульсы электрического тока с частотой следования 12,5 или 25 Гц. Магнитное поле, создаваемое этим током, вызывает изменение размеров сердечника (магнитострикционный эффект), возвращение которого в исходное состояние сопровождается колебаниями в области частот 20—50 кГц (в зависимости от размеров



сердечника). Колебания сердечника и возбуждают в горных породах упругие волны через промывочную жидкость и стенки скважины.

Приемник выполнен в виде кольца из кристаллического диэлектрика (титанат бария), обладающего пьезоэлектрическим эффектом. На противоположных гранях приемника образуются электрические колебания, амплитуда которых пропорциональна деформации среды.

Рассмотрим волновую картину сферического излучателя в скважине, пройденной в пласте неограниченной мощности и заполненной промывочной жидкостью. В момент времени  $t$  излучатель посылает в промывочную жидкость импульс, вызывающий прямую волну  $P_p$ . В точке  $A$  в момент времени  $t_2$  волна  $P$  образует со стенкой скважины критический угол при этом фронт волны ниже точки  $A$  начинает скользить вдоль стенки скважины и вызывает колебания промывочной жидкости, образуя головную продольную волну  $P_g$ , которая в момент времени  $t_n$  обгонит другие и первой достигнет приемника. Затем к приемнику придут другие волны. Обычно головная волна имеет малую амплитуду колебаний. Скорость упругих колебаний в породе определяется формулой:  $v = Li / t$ , где  $L$  — длина зонда (расстояние между излучателем и приемником);  $t$ —время пробега волны между излучателем и приемником.

Более точно скорость определяется трехэлементным зондом, состоящим из двух излучателей и приемника. Каждый из излучателей и приемник образуют двухэлементный зонд. Время пробега между дальним излучателем и приемником будет  $t_2$ , а между ближним излучателем и приемником —  $t_1$ , в каждое из которых входит время двойного пробега волны по промывочной жидкости. Нетрудно видеть, что в разности  $\Delta t = t_2 - t_1$  исключается двойное время пробега по скважине. Как видно,  $\Delta t$  соответствует пробегу волны в интервале между излучателями (база зонда  $S$ ) по прямой. Зная  $S$  и  $\Delta t$ , легко найти  $v$ . Время  $\Delta t$ , отнесенное к пробегу волны на расстоянии в 1 м, называют интервальным временем (измеряется в мкс/м). Результат определения  $v$  в трехэлементном зонде относят к середине базы (точка записи). При этом результат определения скорости соответствует толще пород в пределах радиуса исследования, равного 18—90 см соответственно для скоростей 1500—7500 м/с при частоте упругих колебаний 25 кГц. Упругие колебания в породах по мере удаления от излучателя затухают. Это обусловлено поглощением волн неидеально-упругой средой, расхождением энергии во все большем объеме среды, рассеянием, дифракцией, отражением и преломлением упругих волн. Чем выше газонасыщенность, глинистость, трещиноватость и кавернозность пород, тем больше затухание колебаний. При изучении затухания волн используют тот же трехэлементный зонд. При этом регистрируют сигналы, пропорциональные амплитудам колебаний  $A_1$  и  $A_2$ , приходящих к приемнику соответственно от первого (ближнего) и второго (дальнего) излучателей, а также декремент затухания  $\alpha_3$  (от лат. decrementum — уменьшение, убыль)- количественная характеристика быстроты затухания колебаний, характеризующий ослабление сигнала

на единице длины (размерность Дб/м):  $\alpha_3 = 1/s \cdot \ln \cdot A_1/A_2$

**Модификации АК:**

- **АК по скорости:** Для измерения скорости головной продольной волны регистрируют времена ее вступления  $t_1$  и  $t_2$  на первом и втором приемниках. Определяют интервальное время (мкс)  $\Delta t = t_1 - t_2$  и интервальную скорость  $v_p = l/\Delta t$ , где  $l$  — расстояние между приемниками.

Данные используются для определения пористости, так как  $k_n = (\Delta t - \Delta t_{ск})/(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})$ , где  $\Delta t_{ск}$  и  $\Delta t_{ж}$  — интервальное время соответственно в скелете породы и в жидкости, заполняющей поры.

- **АК по затуханию:** Регистрируют амплитуды колебаний  $A_1$  и  $A_2$  и определяют коэффициент поглощения энергии (параметр затухания)  $\alpha$  ( $m^{-1}$ ) на участке породы между элементами зонда:  $\alpha = (1/l)\ln(A_1/A_2)$ .

Метод **АК** используется для выделения в разрезе трещинно-кавернозных зон и для определения характера насыщения пласта. В современной аппаратуре одновременно регистрируются 6 параметров:  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $\Delta t$ ,  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $\alpha$ . Разрабатываемая модификация волнового **АК** позволит изучать характеристики всех типов волн, участвующих в волновом процессе, регистрировать весь пакет колебаний.

Данные АК применяют:

1. для литологического расчленения разрезов и расчета упругих свойств пород;
2. локализации трещиноватых пород, трещин гидроразрывов и интервалов напряженного состояния пород;
3. определения коэффициентов межзерновой и вторичной (трещинно-каверновой) пористости коллекторов и характера их насыщенности;
4. выделения проницаемых интервалов в чистых и глинистых породах;
5. расчета синтетических сейсмограмм и интеграции результатов скважинных измерений с наземными и скважинными сейсмическими данными.

Измерения выполняют в необсаженных и, при определенных ограничениях, обсаженных скважинах, заполненных любой негазирующей промывочной жидкостью. Скважинные приборы центрируют.

Данные АК применяются для решения следующих задач:

*в открытом стволе:*

1. Литологическое расчленение разреза.
2. Определение коэффициента пористости коллекторов.
3. Определение кинематических свойств горных пород для корреляции данных сейсморазведки.

*в обсаженной скважине:*

1. Контроля качества цементации эксплуатационных колонн. (**АКЦ**)
2. Контроля технического состояния труб эксплуатационной колонны.

Акустический метод контроля качества цементации (**АКЦ**) использующий свойства преломленной волны, позволяет:

1. определять высоту подъема сформировавшегося цементного кольца (при определенных условиях);
2. определять интервалы бездефектного цементного кольца;
3. выделять интервалы с дефектами цементного кольца и оценивать размеры дефектов;

4. определять влияние механических и других воздействий на состояние цементного кольца.

При излучении упругого импульса в обсаженной скважине, вдоль оси скважины, распространяются упругие волны различного типа. В общем случае, при наличии контакта цементного камня с колонной и горной породой, волновые картины, представляют собой волну по обсадной колонне, продольную волну по горной породе, поперечную волну по горной породе, гидроволны по промывочной жидкости, поверхностные волны Лэмба-Стоунли.

*Кинематические параметры* характеризуют скорость и направление этих волн в породах, *Динамические параметры* - затухание энергии и их частотные особенности.

Кинематические и динамические параметры упругих волн, распространяющихся в околоскважинном пространстве, изучают по результатам измерений широкополосного акустического каротажа. Информация регистрируется в виде волновых картинок **ВК**, фазокорреляционных диаграмм (**ФКД**), и кривых.

**Волновая картинка ВК**-графическое отображение электрического сигнала, снятого с приемника в конкретной точке наблюдения.

**ФКД**-графическое отображение изменения сигнала, снятых с приемника при его перемещении по скважине. Интервальное время  $t$  (измеренное время распространения волны на фиксированной базе  $L$ ) определяется по формуле:

$$t = t_2 - t_1 / L, \text{ мкс/м}$$

Для локальных параметров  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $A_1$ ,  $A_2$ , точками записи являются:

для первого канала - середина расстояния от ближнего приемника до излучателя (точка  $O_1$ )

для второго - середина расстояния от дальнего приемника до излучателя (точка  $O_2$ )

## **Применяемая аппаратура и оборудование**

Требования к измерительным зондам АК:

диапазоны измерения  $t$  преломленных продольных волн - 120-660 мкс/м, поперечных - 170-660 мкс/м;

диапазон измерения коэффициента эффективного затухания по длине измерительного зонда - 0-30(40) дБ/м;

диапазон измерения амплитуд при эффективном затухании 0-40 дБ/м - 0-78 дБ/м в статическом положении прибора и 0-66 дБ/м при движении прибора в скважине;

пределы допускаемых основных относительных погрешностей измерения  $t$  и - 1-3 и 12,5% соответственно;

дополнительные погрешности измерения  $t$ ,  $A$ , вызванные изменениями напряжения на 10%, давления на 1 МПа, температуры на 10С относительно стандартного значения, равного 20С, не должны превышать 0,3; 0,01 и 0,1 значений основных погрешностей соответственно.

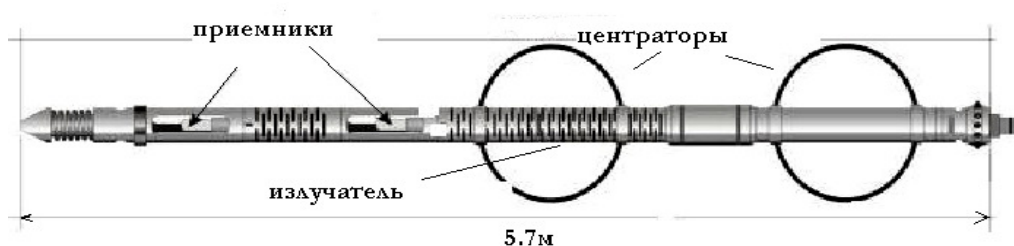
Модуль АК комплексируют с любыми другими модулями при условии, что механическое соединение модулей не нарушает центрирование измерительного зонда.

Коэффициент усиления электронной схемы скважинного прибора выбирают таким образом, чтобы в диапазоне оцифровки акустических сигналов сохранялся минимальный уровень шумов, вызванных движением прибора, а сигналы регистрируемых волн (либо одной выбранной волны) не ограничивались. Правильность выбора контролируется по экрану монитора, на котором отображаются волновые пакеты всех двухэлементных зондов, фазокорреляционные диаграммы (ФКД) одного или двух зондов и значения  $t$  в текущей точке исследования.

Необходимость выполнения нескольких записей с разными коэффициентами усиления для неискаженной регистрации амплитуд и затухания упругих волн разных типов определяется эксплуатационной документацией на скважинный прибор. Скорость каротажа - не более 1000 м/ч.

### Модуль АК-М

Скважинный прибор (модуль) акустического каротажа АК-М (в дальнейшем - модуль) предназначен для проведения исследований нефтяных и газовых скважин диаметром от 110 до 300 мм, заполненных водной промывочной жидкостью. Обеспечивает решение широкого круга геофизических задач методом акустического каротажа, позволяет определить параметры упругих волн всех типов и выполнить контроль цементирования скважин.



Модуль позволяет проведение исследований в скважинах при температуре до 120 °C и гидростатическим давлением до 80 МПа в комплексе с программно-управляемой каротажной станцией МЕГА и трехжильным каротажным кабелем типа КГ-3-60-180 длиной до 6000 м.

Формула зонда модуля - И 2.2 П1 0.4 П2 (см рисунок)

Напряжение питания модуля -  $(40 \pm 2)$  В по первой жиле кабеля. Сила электрического тока потребляемая модулем в режиме излучения  $(160 \pm 20)$  мА, в режиме ожидания -  $(60 \pm 20)$  мА

Излучатель акустического зонда модуля имеет два режима излучения - НЧ (низкая частота) и ВЧ (высокая частота). Средняя видимая частота излучаемых упругих колебаний, создаваемых излучателем, измеренная в металлической трубе по первым трём полупериодам волнового пакета, -  $(12 \pm 3)$  кГц при работе в режиме НЧ и  $(22 \pm 5)$  кГц при работе в режиме ВЧ. Модуль обеспечивает: 4-х ступенчатую регулировку уровня сигнала, измерение интервального времени  $\Delta T$  в диапазоне от 120 до 660 мкс/м и кажущегося

коэффициента затухания в диапазоне от 0 до 30 дБ/м. Работа модуля основана на возбуждении упругих колебаний и их приеме после прохождения ими исследуемой среды с целью определения кинематических и динамических параметров этих колебаний связанных с характеристиками среды пересеченных скважиной.

Возбуждение упругих колебаний осуществляется с помощью расположенного в модуле магнитострикционного двухчастотного излучателя.

Прием упругих колебаний осуществляется с помощью двух поочередно работающих пьезокерамических звукоприемников, разнесенных по длине модуля на величину базы акустического зонда. Поступившие на звукоприемник упругие колебания преобразуются в колебания электрического тока - информационный сигнал (волновой пакет), который усиливается и вместе со служебными сигналами (синхроимпульсы и т.д.) передается по геофизическому трехжильному кабелю на регистратор.

Обмен информацией между скважинным прибором и каротажной станцией осуществляется по протоколу «Манчестер». Пакеты управляющих импульсов, соответствующих этому протоколу, формируются в ADSP 350h станции МЕГА и через БУСП поступают на 2-ю и 3-ю жилы кабеля и далее, в скважинный прибор. Ответные посылки от скважинного прибора, в соответствии с протоколом "Манчестер", следуют в паузах между посылками запросов по тем же жилам кабеля. Габаритные размеры 5700 мм, диаметр 90 мм, длина с гибкой вставкой 7000, масса-107 кг

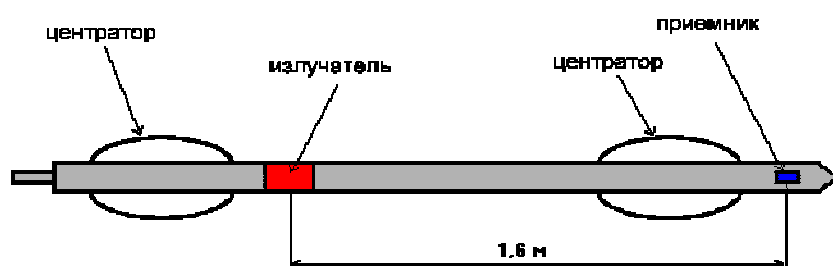
### АКЦ-М

Аппаратура акустического контроля качества цементирования АКЦ-М предназначена для контроля качества цементирования обсаженных скважин.

Аппаратура обеспечивает исследование скважин с обсадными колоннами диаметром от 130 до 350 мм с температурой до 120 С, с гидростатическим давлением до 80 МПа.

Аппаратура эксплуатируется с трехжильным геофизическим кабелем типа КГЗ-60-180 длиной до 6500м.

Прибор содержит магнитострикционный излучатель (И) и пьезокерамический приемник (П). Формула зонда И 1.6 П. Схема прибора изображена на рисунке.



Прибор в комплексе со станцией обеспечивает регистрацию следующих параметров акустического сигнала, характеризующих качество цементирования скважин:

- времени распространения сигнала по породе -  $T_p$  (шифр TP);
- амплитуды сигнала, распространяющегося по породе-  $A_p$  (шифр AP);
- амплитуды сигнала, распространяющегося по колонне-  $A_k$  (шифр АК).

Диапазон регистрации параметра Тп от 350 до 1600 мкс, динамический диапазон регистрации параметров Ап и Ак - 36 дБ. Диаметр прибора без центраторов- не более 73 мм ; Длина прибора - не более 4000 мм ; Масса прибора - не более 90 кг.

## **VIII. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ.**

Цель геолого-технологических исследований состоит в оперативном изучении геологического строения разреза скважин, выявлении и оценке продуктивных пластов, повышении качества проводки и сокращении цикла строительства скважин на основе получаемой в процессе бурения геолого-геохимической, геофизической и технологической информации. Достижение этой цели обеспечивается путем оперативной реализации буровой бригадой рекомендаций, выдаваемых на скважине персоналом партии ГТИ, а также использованием полученной информации при проектировании строительства очередных скважин.

В функции партии ГТИ входит непрерывный в процессе бурения сбор, анализ и обработка информации о шламе, керне, параметрах бурового раствора и режиме бурения; оперативная предварительная обработка геофизической и гидродинамической информации о продуктивных или перспективных объектах; выдача буровой бригаде, геологической и технологической службам буровых предприятий рекомендаций, необходимых для оперативного выявления перспективных на нефть и газ объектов и оптимальной проводки скважин в сложных горно-геологических условиях.

К геологическим задачам, решаемым партиями ГТИ, относятся:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и оценка их свойств;
- выявление в разрезе нефтегазоносных или перспективных пластов.

К технологическим задачам относятся:

- предупреждение аварий и осложнений в процессе бурения;
- оптимизация режимных параметров бурения и отработки долот;
- расчет давлений в скважине и оценка пластовых, поровых давлений.

Область применения геолого-технологических исследований включает исследование поисковых, разведочных, эксплуатационных, опорно-параметрических и опорно-технологических скважин.

В опорно-параметрических и опорно-технологических скважинах геолого-технологические исследования проводятся с учетом "Методического руководства по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении".

Геолого-технологические исследования являются неотъемлемым элементом комплекса методов, применяемых для изучения разреза скважин, поэтому технология исследований и интерпретация получаемой информации должны базироваться на основе рационального комплексирования геолого-технологических, геофизических (ГИС) и гидродинамических методов исследования в интересах эффективного и оперативного выявления продуктивных пластов с использованием всей имеющейся информации. На

технологической схеме комплексных геолого-технологических, геофизических и гидродинамических исследований, цикл исследований повторяется при вскрытии каждого перспективного объекта и позволяет к моменту принятия решения о спуске обсадной колонны иметь исчерпывающую характеристику о нефтегазоносности вскрытого скважиной разреза.

### **Сущность газового каротажа**

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы.

Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание сумм углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) - компонентный состав, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород.

Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

При проведении газового каротажа обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Пробы отбираются непосредственно перед дегазатором. Момент отбора пробы фиксируется на хроматографе с учетом времени прохождения газа от дегазатора к хроматографу.

Термовакuumная дегазация (ТВД) проб бурового раствора проводится при температуре бурового раствора 90°C и вакууме 0,09 МПа. Процесс дегазации пробы длится 10 мин. Далее определяется суммарная газонасыщенность

В интервалах повышенных газопоказаний для каждого метра рассчитывается относительный состав газа.

При признаках проявления отбираются пробы бурового раствора, и по результатам термовакuumной дегазации и компонентного анализа дается заключение о характере насыщения пласта. Одновременно оператор предупреждает буровую бригаду о проявлении и интенсивности притока.

Калибровка хроматографа производится не реже одного раза в месяц, а также после переезда на новую скважину или после замены сорбента в колонках хроматографа. Калибровка хроматографов проводится аттестованными газовыми смесями.

Результаты калибровок хроматографа приводятся на хроматограмме.

Калибровка суммарного газоанализатора проводится не реже одного раза в месяц, а также после переезда на новую скважину, ремонта или замены чувствительных элементов анализатора.

Оперативная интерпретация результатов газового каротажа в процессе бурения проводится в следующей последовательности.

По кривой  $G_{\text{сум}}$  регистрируемой непрерывно в функции времени, выделяются аномальные участки (в 1,5 раза и более, выше фоновых значений) и определяется природа газовых аномалий.

Если газовая аномалия обусловлена возможным поступлением газа из пласта, кривая  $G_{\text{сум}}$  сопоставляется с кривой  $G_{\text{сум..вых}}$  (с учетом времени отставания) построенной в принятом на сводной диаграмме масштабе глубин.

При наличии на кривой  $G_{\text{сум..вых}}$  газовой аномалии для каждого метра рассчитываются значения  $G_{\text{х..пр}}$ , флюидных коэффициентов и определяется относительный состав газа.

По палеткам раздельного анализа газа и по палеткам граничных флюидных коэффициентов, построенными применительно к исследуемой площади или району, определяют характер насыщения коллектора.

Появление газовой аномалии на кривой  $G_{\text{сум}}$  может быть обусловлено следующими причинами:

- уменьшением расхода бурового раствора;
- увеличением механической скорости проходки;
- поступлением газа из пласта (разбуриваемого или вышележащего);
- поступлением газа из глин с аномально-высоким поровым давлением;
- поступлением газа в раствор за счет эффекта свабирования (при подъеме буровой колонны);
- наличием в буровом растворе рециркуляционного газа;
- наличием в буровом растворе примесного газа.

Газовые аномалии, обусловленные первыми двумя из перечисленных выше причин, легко распознаются при анализе поведения кривых  $Q$  и  $T$ . Содержание бурового раствора за счет поступления пластового газа зависит, главным образом, от величины дифференциального давления в системе "скважина-пласт", газонасыщенности пласта и его мощности.

При превышении пластового давления над забойным величина  $G_{\text{сум}}$  после прохождения пласта будет возрастать, и газовые аномалии характеризуются обычно большой амплитудой и продолжительностью. Поступление пластового газа, как из разбуриваемого пласта, так и из ранее пройденных пластов может привести к значительным газопроявлениям. К признакам, свидетельствующим об увеличении газообогащения бурового раствора за счет поступления пластового газа, относятся следующие:

- большая длина газовой аномалии, обусловленная вскрытием пласта большой мощности;



-медленное уменьшение или увеличение  $G_{\text{сум}}$  после прохождения пласта за счет поступления газов из вскрытого пласта (мощность пласта определяется по изменению скорости и данным анализа шлама);

постепенное увеличение газопоказаний за счет поступления газа из вышележащих пластов.

При разбурировании зон с аномально-высоким поровым давлением наблюдается увеличение  $G_{\text{сум}}$ , обусловленное повышением пористости глин и возрастанием, в связи с этим, объема газа, поступающего в буровой раствор. Аномалии данного типа характеризуются постепенным увеличением  $G_{\text{сум}}$  по мере вхождения в зону с аномально-высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями  $G_{\text{сум}}$  во время прохождения ее.

Повышение  $G_{\text{сум}}$  бурового раствора, обусловленное поступлением в буровой раствор газа свабирования, возникает при резком подъеме бурового инструмента над забоем скважины при наращивании, спускоподъемных операциях, шабленировании ствола скважины и т.д. При подъеме инструмента величина давления на призабойную часть пласта уменьшается за счет эффекта свабирования (поршневания) и в зависимости от скорости подъема инструмента, его компоновки и параметров промывочной жидкости может быть достаточна для создания депрессии и вызова притока из пласта, подвергающегося влиянию свабирования. Газовые аномалии данного типа обычно характеризуются резким выплеском и быстрым затуханием  $G_{\text{сум}}$ . Поступление газа в буровой раствор за счет эффекта свабирования может привести к значительному повышению газонасыщенности и даже к выбросу при наличии сальника на буровом инструменте и резком подъеме инструмента.

Появление газовых аномалий за счет наличия в буровом растворе рециркуляционного газа бывает обусловлено плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ, не успевший выделиться в атмосферу, закачивается обратно в скважину. Появление аномалий данного типа наблюдается с отставанием на величину полного цикла промывки от момента регистрации предыдущей газовой аномалии и отличается от нее более пологой формой амплитуды и более "тяжелым" относительным составом газа.

Газовые аномалии могут быть связаны с поступлением в буровой раствор газа, обусловленного добавками нефтепродуктов и щелочных химреагентов. Добавки в буровой раствор нефтепродуктов (особенно недегазированной нефти) значительно повышают общий газовый фон и часто ведут к полной потере полезной информации. Распознавание причины аномалии обычно не представляет затруднений, если осуществляется тщательный контроль за вводимыми в буровой раствор добавками.

При выявлении газовой аномалии, обусловленной поступлением в буровой раствор пластового газа, определяется характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения и флюидных коэффициентов наносятся на палетки.

## **2. Проведение газового каротажа с применением известково-битумных растворов**

При газовом каротаже скважин, бурящихся с применением ИБР, необходимо

применять желобные дегазаторы с дроблением потока и производить их периодическую калибровку. Дегазатор калибруется только на метан, этан, пропан и их сумму. Термовакuumная дегазация проб бурового раствора производится при температуре 85°, так как при температуре выше 85°C содержание CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> и C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> увеличивается незначительно по сравнению с C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> и C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>.

Известково-битумные растворы обладают высокой сорбционной способностью к углеводородным газам.

При бурении на ИБР с плотностью 1,8-2,1 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 40-60 с и газонасыщенностью 2,5-4,5 см<sup>3</sup>/л значение поправочного коэффициента  $\mu = 0,90-0,92$ . Если свойства раствора отличаются от указанных выше, коэффициент определяется опытным путем. Для этого отбираются 3-5 проб раствора на выходе из скважины при различном газосодержании ИБР и через 15 мин на входе в скважину. Строится график, по которому определяют  $\Gamma_{\text{сум.вых}}$  или рассчитывается среднее значение коэффициента  $\mu$ . Результаты газового каротажа интерпретируются в следующей последовательности:

-выделяются положительные газовые аномалии на кривой  $\Gamma_{\text{сум.вых}}$ , зарегистрированной непрерывно в функции времени;

-выясняется природа газовых аномалий;

при наличии аномалии, вызванной поступлением газа из вскрытого пласта, рассчитываются флюидные коэффициенты, и данные наносятся на палетку флюидных коэффициентов (ГФК);

рассчитывается величина остаточного кажущегося газосодержания;

полученные значения флюидных коэффициентов сравнивают с граничными для данного района и оценивают характер насыщения коллектора.

Газовый каротаж в процессе бурения имеет ряд ограничений. Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов невозможно, если, во-первых, в буровой раствор вводится недегазированная нефть; во-вторых, наблюдается катастрофическое или полное поглощение бурового раствора.

Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов затруднено при следующих ситуациях: а) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (30%); б) мощность пласта мала и механическая скорость бурения низка; в) происходит поступление газа из вышележащих пластов; г) при плохой очистке и дегазации бурового раствора.

При наличии вышеперечисленных факторов необходимо проводить дополнительный комплекс исследований и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже после бурения регистрируется непрерывно в функции времени суммарное содержание УВГ в газозудушной смеси, а в интервалах повышенных газопоказаний проводится компонентный анализ смеси. Основная трудность при проведении ГзКп заключается в выборе оптимального времени простоя скважины без циркуляции бурового раствора. Это время зависит главным образом от величины дифференциального давления в системе "скважина-пласт" и колеблется в пределах от 2-3 до 10-12 ч и более. Проводится ГзКп в течение 1-2 суток после вскрытия перспективных отложений, пока зона проникновения фильтрата бурового раствора не достигла больших размеров. Продолжительность каротажа должна быть в 1,5 раза больше расчетного времени полного цикла

циркуляции бурового раствора. При полном цикле циркуляции обогащенные углеводородами интервалы на кривой Гсум выхфицируются дважды симметрично глубине забоя - для затрубного и внутритрубного пространства. При привязке газовых аномалий к глубине необходимо учитывать их смещение за счет вытеснения бурового раствора из скважины при спуске бурильного инструмента: чем выше от забоя скважины расположен газоотдающий источник, тем смещение будет больше.

Интерпретация ГзКп заключается в выявлении нефтегазоносных пластов по зафиксированным газовым аномалиям, определении характера насыщения пластов и глубины залегания их. О наличии или отсутствии перспективных пластов судят по изменению кривой Гсум, построенной в функции времени. Если значение Гсум в 1,5 и более раза превышает фоновые, это свидетельствует о наличии в разрезе пластов-коллекторов. Характер насыщения углеводородной залежи определяют по результатам компонентного анализа УВГ с помощью палеток РАГ и ГФК.

Проведение газового каротажа после бурения невозможно в следующих случаях: 1) пластовое давление превышает гидростатическое, в результате чего пластовый флюид из пласта непрерывно поступает в скважину и распространяется вверх и вниз по стволу; 2) гидростатическое давление значительно превышает пластовое, вследствие чего диффузия УВГ в скважину очень мала.

## **IX. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН.**

### **Инклинометрия.**

Непрерывный рост темпов разведки и добычи нефти и газа, увеличение интенсивности уже найденных месторождений за счёт применения кустового бурения и горизонтальной проводки месторождений потребовало существенного повышения точности диагностики и активного контроля пространственного положения ствола скважины. Как известно, в бурение наклонных скважин одним из трудных и ответственных задач является ориентирование отклонителя для проведения резки с вертикального ствола.

Ориентирование отклонителя связано с возможными ошибками, увеличивающимися с ростом глубины бурения. Осуществить резку с вертикального ствола не представляется возможным провести на основе традиционно применяемой технике бурения. Интервалы искривления характеризуются возникновением осложнений и прихватов бурильного инструмента. Инклинометр, как измерительная система, используется в важнейшем технологическом процессе – строительстве скважин. По его показаниям маркшейдер контролирует соответствие профиля и плана скважины проектному заданию и корректирует соответствующим образом процесс бурения. Поэтому точность производимых измерений и оперативность их представления во многом определяют и стоимость затрат на построение скважины в целом.

Разработкой таких систем занимается ряд специализированных отечественных и зарубежных фирм. Однако отечественные инклинометры уступают зарубежным по техническим характеристикам, а последние имеют очень высокую стоимость.

В то же время, анализ научно – технических достижений наших ведущих предприятий аэрокосмической и приборостроительной отраслей показывает, что на базе своих разработок и научно – технических заделов они могут создавать отечественные инклинометры, конкурентоспособные на мировом рынке, как по своим техническим характеристикам, так и по стоимости.

### **Определение искривления скважин.**

В проектах на бурение проводка скважин предусматривается вертикальной или в заданном направлении (наклонно-направленные). Направленное бурение проводят в тех случаях, когда кровлю пласта необходимо вскрыть в точках, проекция которых на земную поверхность смещена относительно устья скважины. Это требуется при кустовом бурении (а); в случае, когда невозможно разместить оборудование непосредственно над объектом бурения (б); при вскрытии крутопадающих пластов (1) и т. п.

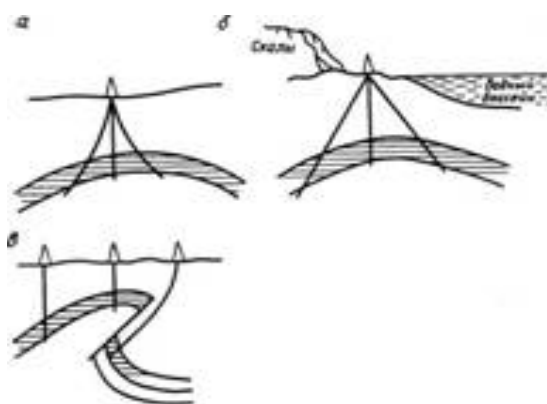


рис.9.1. Примеры применения наклонно-направленного бурения:

а – кустовое бурение;

б – вскрытие пласта под препятствием;

в – вскрытие крутопадающего пласта под надвигом.

Однако и при бурении вертикальных скважин за счет изгиба бурильных триб и вскрытия пластов различной твердости, залегающих под некоторым углом к горизонтальной поверхности, происходит отклонение ствола от вертикали, называемое искривлением скважины.

Информацию о фактическом положении ствола скважины необходимо иметь прежде всего технологам, с тем чтобы предотвратить значительные отклонения ствола от вертикали или заданного направления. Необходимо выявлять участки с резкими искривлениями, в которых может образоваться система желобов, приводящих к осложнениям при бурении, проведении геофизических исследований, при спуско-подъемах бурового инструмента, спусках обсадных колонн, фильтров. Кроме того, данные об искривлениях необходимо учитывать при геологических построениях, при определении месторасположения забоя, абсолютных отметок вскрываемых пластов и их

нормальной мощности. Пространственное положение любой точки ствола скважины характеризуется двумя углами:

углом искривления  $\delta$  (кривизны скважины) – отклонением оси скважины от вертикали (рис.9.2,а) и дирекционным углом  $\beta$  (рис.9.2,б)– углом между горизонтальной проекцией элемента оси скважины, взятой в направлении увеличения глубины скважины, и географическим меридианом. Обычно вместо дирекционного угла пользуются магнитным азимутом  $\varphi$ , т. е. углом, отсчитываемым по ходу часовой стрелки между направлением на магнитный север  $S_m$  и горизонтальной проекцией элемента оси скважины. Определение искривления скважины сводится к замерам положения в пространстве оси скважины, следующим один за другим. Причем в пределах каждого отрезка ось скважины отождествляют с прямой линией.

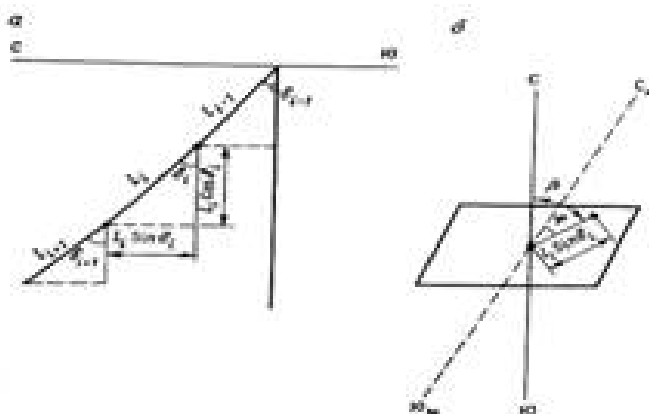


рис.9.2 Проекция участка ствола скважины на вертикальную (а) и горизонтальную (б) плоскости.

Измерения в скважинах выполняют по точкам. В вертикальных скважинах расстояние между точками наблюдения  $l$  (шаг измерения) принимают равным 25м, в наклонно-направленных – 5 м. При определении проекции ствола скважины условно принимают, что углы  $\delta$  и  $\varphi$ , полученные в нижней точке интервала исследования, остаются постоянными до следующей точки измерения. Плоскость, проходящую через вертикаль, и прямую линию, принимаемую в данном интервале за ось скважины, называют *плоскостью искривления*. Истинные значения угла отклонения  $\delta$ , а также величину горизонтальной проекции заданного интервала глубин определяют в плоскости искривления.

*Первая группа объединяет приборы*, в которых для измерения азимута служит магнитная стрелка (буссоль), а датчиком угла является отвес. Показания датчиков с помощью градуированных сопротивлений (потенциметров) преобразуются в электрические сигналы и по жиле кабеля передаются на поверхность (инклинометр на сопротивлениях).

*Во вторую группу* входят фотоинклинометры. В качестве указателя азимута служит буссоль, указателя угла – сферическое стекло с нанесенной сеткой углов наклона и шарик, свободно перемещающийся по этой сферической поверхности. Замеры проводят по

точкам. Регистрация осуществляется в скважинном приборе путем фотографирования показаний датчиков на киноплёнку.

*Третья группа* – это гироскопические инклинометры. В качестве датчика азимута используют гироскоп, который при вращении сохраняет заданное направление оси в пространстве. Датчиком угле искривления служит отвес. Измерения выполняют непрерывно по б стволу скважины.

Приборами, в которых датчиком азимута служит буссоль, измерения азимута можно проводить только в открытом стволе скважины. Гироскопические инклинометры позволяют измерять азимут в скважинах, обсаженных металлической колонной, а также в разрезах, в которых естественное магнитное поле Земли аномально искажено местными полями. В практике ГРП на нефть и газ применяются инклинометры с дистанционным электрическим измерением, в которых датчиками служат градуированные электрические сопротивления. Основная часть инклинометра – вращающаяся рамка, кинематическая схема которой показана на рисунке ниже. Центр тяжести рамки смещён, в результате чего при положении скважинного прибора в пространстве плоскость рамки устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины. В рамке размещен указатель азимута и угла. Указатель азимута состоит из магнитной стрелки 1 и градуированного электрического сопротивления 2 (кругового реохорда).

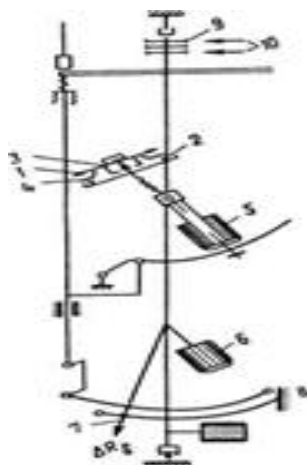


рис.9.3

Круговой реохорд смонтирован на изоляционной панели и установлен под магнитной стрелкой. Магнитная стрелка выполнена из двух намагниченных стерженьков, которые закреплены в дюралиевом колпачке с агатовым подшипником. Подшипник насажен на острие оси 5. Стрелка снабжена изолированными от нее пружинными контактами 4.

Корпус, в котором смонтирован указатель азимута, закреплен на двух полуосях и под действием груза 5 занимает положение, при котором ось магнитной стрелки всегда ориентирована вертикально. Датчик угла искривления состоит из отвеса 6, стрелки 7 и градуированного электрического сопротивления (углового реохорда) 8. Плоскость качания отвеса перпендикулярна к плоскости рамки и совпадает с плоскостью

искривления скважины. В инклинометре установлен электромагнит, который по команде с поверхности фиксирует или освобождает магнитную стрелку и отвес. С помощью коллектора с тремя контактными кольцами 9 и двумя парами щеток 10 к измерительной цепи подключаются с помощью переключателя П (рис. 9.3) либо реохорд угла наклона, либо датчик азимута. При изменении азимута магнитная стрелка пружинными контактами 4 закорачивает часть реохорда. Сопротивление незамкнутой части пропорционально азимуту  $\varphi$ . При измерении угла стрелка указателя угла отклонения, жестко скрепленная с отвесом, переместится на дугу  $\delta$  и закоротит реохорд. Сопротивление незакороченного участка реохорда пропорционально углу  $\delta$ . ЦЖК – центральная жила кабеля; ОК – оплётка кабеля.

Гироскоп - быстро вращающееся твёрдое тело, ось вращения которого может изменять своё направление в пространстве. Гироскоп обладает рядом интересных свойств, наблюдаемых у вращающихся небесных тел, у артиллерийских снарядов, у детского волчка, у роторов турбин, установленных на судах, и др. Свойства гироскопа проявляются при выполнении двух условий: 1) ось вращения гироскопа должна иметь возможность изменять своё направление в пространстве; 2) угловая скорость вращения гироскопа вокруг своей оси должна быть очень велика по сравнению с той угловой скоростью, которую будет иметь сама ось при изменении своего направления.

Типы гироскопов. Различают два основных типа гироскопов: с тремя и двумя степенями свободы. Гироскопы с тремя степенями свободы делятся на уравновешенные, или астатические, и неуравновешенные, или позиционные. Недостатком гироскопических инклинометров является смещение оси от заданного направления во время замера вследствие трения, неуравновешенности и по другим причинам, что приводит к снижению точности измерений.

### **Кавернометрия.**

При бурении скважины ее фактический диаметр  $d_c$  часто отличается от номинального  $d_n$ , равного диаметру долота. Это связано с тем, что горные породы в различной степени подвергаются разрушению режущим инструментом, струей промывочной жидкости, вибрацией и трением штанг о стенки скважины.

По характеру изменения  $d_c$  горные породы подразделяются на три типа. К первому типу относятся породы, в которых  $d = d_n$ . Это большая часть плотно сцементированных пород, магматические и метаморфические породы. Ко второму типу относятся породы, в которых  $d_c > d_n$ : глины, аргиллиты, глинистые сланцы, пески, рыхлые разности песчаников, известняков, железных руд, а также калийные и каменные соли. Часто увеличением  $d_c$  характеризуются различные типы горных пород в зонах тектонических нарушений. В породах третьего типа  $d_c < d_n$ , что связано с образованием глинистой корки на стенках скважины против проницаемых пластов, абсорбционной способностью некоторых полезных ископаемых, а также разбуханием пластичных глин, не содержащих свободной воды. Образование глинистой корки на стенках скважины может происходить против пластов-коллекторов, однако последние могут характеризоваться и небольшим увеличением диаметра скважины или номинальным ее диаметром.

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они состоят из трех или четырех рычагов и резистивного датчика R. Рычаги каверномера под действием пружин устанавливаются в положение, соответствующее диаметру скважины. В зависимости от выбранной системы передачи они связаны с ползунком датчика. В каверномерах с потенциметрической схемой измерения (КМ-2) постоянный ток источника питания E, поступающий на жилу А, проходит через весь датчик, а с части его (между точками М и N) снимается напряжение, пропорциональное изменению диаметра скважины. Требуемую силу тока питания устанавливают реостатом R<sub>p</sub> и контролируют по миллиамперметру в токовой цепи каротажной станции.

Диаметр скважины определяется по формуле:

$$d_c = d_0 + C_d \cdot \Delta U / I, \text{ где}$$

где  $d_0$  — начальный диаметр, при котором  $\Delta U = 0$ ;  $C_d$  — постоянная каверномера (см/Ом);  $I$  — сила тока питания.

Для изучения изменения диаметра скважины в радиальном направлении (профиля) применяют каверномеры-профилемеры. В приборе такого типа СКП-1 каждая пара рычагов 1 (рис.1) независимо друг от друга толкателями 2 перемещает ползунки 3 реостатов R<sub>1</sub>, R<sub>3</sub>, и R<sub>2</sub>, R<sub>4</sub>, соединенных попарно, на величину, пропорциональную изменению диаметров  $d_{c1}$  и  $d_{c2}$  в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Каждая пара реостатов подключена к частотным модуляторам с несущими частотами 7,8 и 14 кГц.



рис.9.4

Градуировка каверномера КМ-2. Измерения диаметра и профиля скважины производятся градуированными приборами. Градуировку выполняют для определения постоянных  $d_0$  и  $C_d$  и для проверки линейности приборов. При этом получают график  $\Delta U = f(d_0)$ , задавая рычагам каверномера известные диаметры раскрытия. На графике при  $\Delta U = 0$  находят  $d_0$ , а  $C_d$  определяют по формуле:  $C_d = ((d_{c2} - d_{c1})I) / \Delta U_2 - \Delta U_1$  (рис. ). Каверномер должен иметь линейную характеристику с отклонением не более 10%. Нелинейность градуировочного графика определяется по формуле:



$$\Delta = (\Delta I / I) \times 100.$$

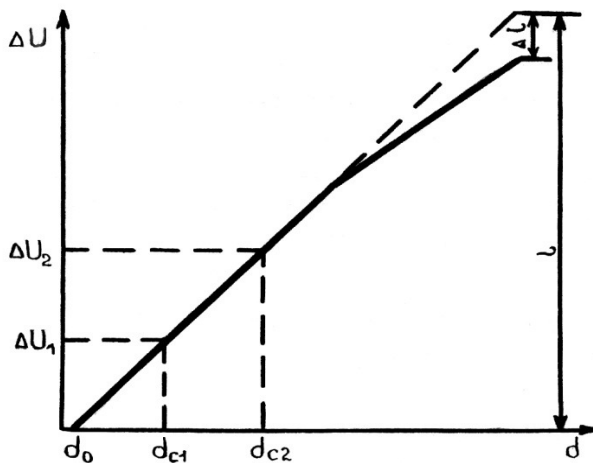


рис.9.5

По принципу работы прибор аналогичен аппаратуре типа КСП. Сила тока на выходе каждого канала пропорциональна изменению диаметра скважины. Раскрытие рычагов выполняет электромагнит при подаче на него кратковременного импульса постоянного тока. Прибор СКП-1 за один спуско-подъем регистрирует два диаметра скважины и их полусумму.

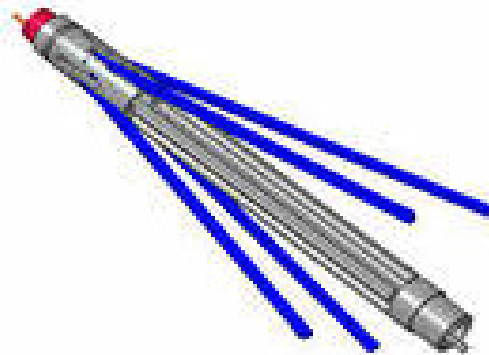


рис.9.6

Каверномер-профилемер ТПК-1 измеряет три диаметра скважины в трех плоскостях под углом  $60^\circ$  и их сумму, поделенную на три. Датчиками в приборе служат катушки индуктивности, внутри которых перемещаются плунжеры, связанные с рычагами. Каждая пара катушек включена в мостовую схему, которая находится в равновесии при сложенных рычагах. Перемещение плунжера приводит к изменению сопротивления каждой пары катушек. В результате в диагонали каждого моста появляется сигнал, пропорциональный изменению диаметра скважины, который подается на частотные модуляторы 7,8; 14; 25,7 кГц. Выделение измеряемого сигнала частотой 300 Гц и его выпрямление производится панелями ИПЧМ или КСП.

## Термометрия.

Температуру в скважине измеряют электрическими и электронными термометрами, принцип действия которых основан на зависимости электрического сопротивления медного проводника от температуры.

Электрический термометр представляет собой мост с двумя активными (чувствительными)  $R1$  —  $R3$  и двумя пассивными  $R2$ —  $R4$  плечами (рис.9.7), выполненными соответственно из медного (температурный коэффициент сопротивления

$\alpha = 0,0046 \text{ град}^{-1}$ ) и константанового ( $\alpha = 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ ) провода. Чувствительные плечи

помещены в тонкостенную медную трубку (медь характеризуется очень высоким  $\alpha = 10^{10} \text{ м}^2/\text{с}$ ), свободно омываемую промывочной жидкостью. Время, в течение которого термометр воспринимает 0,63 температуры окружающей среды, называется его постоянной времени  $\tau$ .

Через вершину моста  $A$  и корпус прибора  $B$  подводится ток (мА) от источника  $E$  постоянного тока, который регулируется реостатом  $R$  и контролируется по миллиамперметру, а между двумя другими вершинами  $M$  и  $N$  измеряется регистрирующим прибором РП разность потенциалов  $\Delta U$  (вмВ), пропорциональная изменению температуры, которую определяют по формуле:

$$t = t_0 + C_T \frac{\Delta U}{I},$$

где  $C_T$  — постоянная термометра, показывающая изменение температуры в градусах при изменении сопротивления на 1 Ом;  $t_0$  — температура, при которой мост находится в равновесии.

Термометр на трехжильном кабеле отличается простотой схемы, однако изменение сопротивления жил кабеля при изменении температуры в скважине, снижение сопротивления их изоляции, наличие помех и наводок, обусловленных утечками тока, искажают результаты термических исследований.

Принципиальная схема электротермометра на трехжильном кабеле

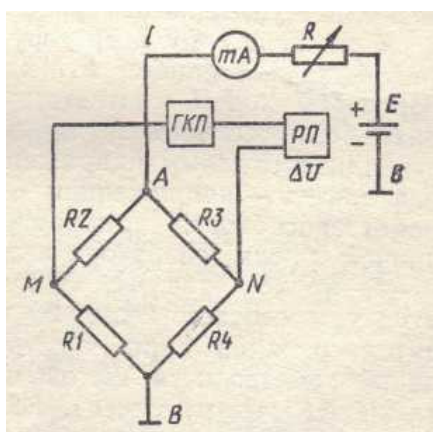


рис.9.7

Эти недостатки меньше проявляются в электронном термометре (рис. 9.8), в котором чувствительные плечи  $R1$  и  $R2$  из медного провода помещены в отдельные медные трубки, включены в колебательный контур  $RC$ -генератора  $\Gamma$  и изменяют его частоту при изменении температуры окружающей среды. Период автоколебаний генератора находится в пропорциональной зависимости от величины сопротивлений  $R1$  и  $R2$ , а следовательно, и от температуры. Измеряемый сигнал с выхода генератора по ЦЖК и ОК через емкость  $C1$  (рис. 41, а) поступает на усилитель-ограничитель 1. Прямоугольные импульсы с блока 1 дифференцирующей цепью  $R_d C_d$  преобразуются в остроугольные и подаются на формирователь, срабатывающий только от положительных остроугольных импульсов. На выходе мультивибратора 2 получаются короткие прямоугольные положительные импульсы длительностью около 35 мкс с интервалом следования, равным периоду колебаний (300—650 мкс). Эти импульсы управляют генератором пилообразного напряжения 3. Время нарастания пилообразного напряжения зависит от частоты следования импульсов мультивибратора или, иначе говоря, от частоты колебаний, поступающих из скважинного прибора. Чем меньше интервал следования импульсов (больше частота), тем более резко происходит нарастание пилообразного напряжения. Это напряжение, выпрямленное ламповым вольтметром 4, поступает на измерительный прибор ИП панели управления.

К масштабному резистору  $R_M$  в цепи выхода подключен регистрирующий прибор РП каротажной станции. Показания приборов ИП и РП соответствуют температуре среды, в которой находится скважинный прибор. Питается скважинный прибор стабилизированным напряжением  $\approx 270$  В, а наземная панель — напряжением  $\sim 110$  В (не показано). Для проверки

работоспособности аппаратуры и установки масштаба записи кривой в цепь генератора включены эталонные резисторы  $R3—R4$  и  $R5—R6$  (рис. 1) с помощью которых имитируются температуры соответственно 20 и 100 °С. Подключение в цепь генератора каждой пары чувствительных или эталонных сопротивлений производится шаговым двигателем  $P$ , размыкающим контакты  $K1$  («Измерение»),  $K2$  («20°С»),  $K3$  («100°С»). Срабатывание шагового двигателя происходит через диод  $D$  при подаче на ЦЖК кратковременного отрицательного напряжения путем нажатия кнопки  $Kн$  «Измерение; 20°; 100°».

Блок-схема электронного термометра типа ТЭГ

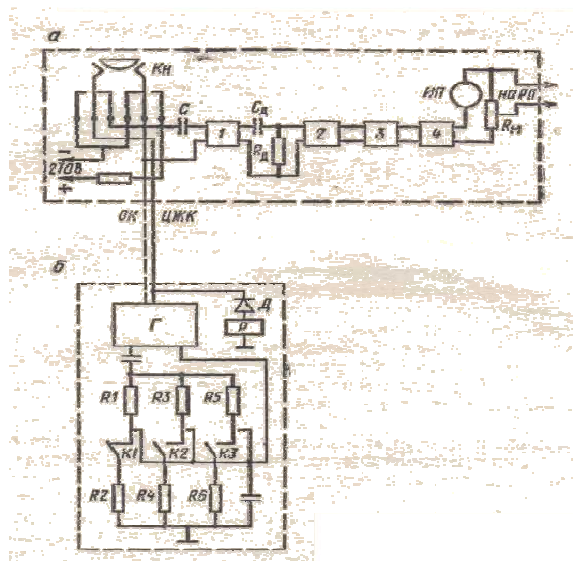


рис.9.8

Известно, что колебания температуры на земной поверхности вызывают изменения температуры на малой глубине. Суточные колебания температуры затухают на глубине менее метра и годовые - на глубине примерно 15 м. Этот уровень называют нейтральным слоем, ниже которого температура постоянна и равномерно нарастает от действия теплового потока, идущего из глубины земли. Общий тепловой поток земного шара составляет 25,12 млрд. кДж/с. Для создания такого теплового потока нужно в сутки сжигать 50 млрд. м<sup>3</sup> метана. Интенсивность или мощность теплового потока  $q$  связана простым соотношением с теплопроводностью  $dx$  и температурным градиентом  $\Gamma = dT/dx$ .

Если тепловой поток постоянен, то, измеряя распределение температурного градиента, можно оценить значения теплопроводности  $dx$  горных пород и дифференцировать их по этой величине. В однородной толще осадочных пород геотерма  $T(x)$ , стационарного теплового потока будет представляться прямой линией с наклоном, соответствующим температурному градиенту земли  $\Gamma = dT/dx$ , имеющему различные значения в различных геологических районах земли (в среднем  $\Gamma = 0,03$  °С/м). При чередовании горизонтальных пластов с различными коэффициентами теплопроводности геотерма стационарного теплового потока земли будет представляться ломаной линией, состоящей из прямолинейных отрезков с различными углами наклона. Чем меньше теплопроводность  $dx$ , тем больше наклон линии  $T(x)$  против данного прослоя. Отклонения от естественной геотермы  $T(x)$  связываются с гидро- и термодинамическими процессами, происходящими в пластах и, что особенно интересно, в продуктивном перфорированном интервале.

## Х. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД.

Оценку промышленного значения пластов, выделенных по материалам геофизических исследований и геологическим данным, выполняют путем их опробования или испытания. В процессе опробования устанавливают характер насыщения, продуктивные характеристики пластов, отбирают пробы пластового флюида. Повысить эффективность опробования можно путем проведения испытаний скважины в процессе бурения по мере вскрытия перспективных объектов до спуска обсадной колонны и ее цементирования.

На практике опробование в необсаженных скважинах проводят с помощью опробователей пластов на кабеле или испытателей пластов на бурильных трубах.

**Опробователь пластов на кабеле.** Опробователь пластов термостойкий для необсаженных скважин типа ОПН-140 или типа ОПО с применением кумклятивного заряда. опускают в скважину на кабеле и устанавливают против заданного интервала. Принцип работы прибора следующий.

По команде с поверхности выдвигается рычаг прижимного устройства, герметизирующий элемент прибора 1 — башмак со значительным усилием прижимается с помощью

прижимного устройства 2 к стенке скважины и изолирует небольшой участок пласта от бурового раствора 4 в стволе скважины. По следующей команде баллон, находящийся в приборе, соединяется с изолированным участком пласта. Давление воздуха в баллоне равно атмосферному, т.к. пластовое давление значительно превышает атмосферное, то возникает поток флюида из пласта в баллон. После заполнения баллона проба герметизируется, убираются рычаги прижимного устройства. Для беспрепятственного подъема прибора на поверхность давление на участке стенки скважины под герметизирующим башмаком уравнивается с гидростатическим давлением в стволе скважины.

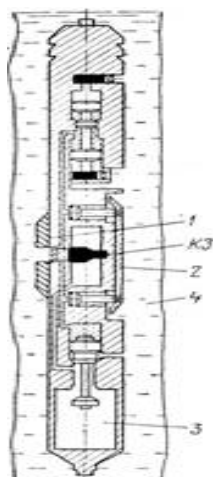


рис.10. 1. Принципиальная схема опробователя пласта типа ОПО с применением кумулятивного заряда

Для создания дренажного канала может быть использован кумулятивный заряд КМ. В обсаженных скважинах такой заряд необходим для создания канала в металлической колонне и цементном камне. При взрыве кумулятивного заряда образуются газы сложного состава, которые попадают в баллон и затрудняют выполнение компонентного анализа газов, отобранных из пласта. Поэтому в большинстве случаев в необсаженных скважинах пробы флюида отбираются без выстрела кумулятивного заряда.

При исследовании неглубоких скважин (структурно-поисковых, гидрогеологических, углеразведочных) открытие и закрытие прижимного устройства и клапана пробосборника осуществляются механическим устройством, приводимым в действие управляющим штоком. Перемещается шток с помощью реверсивного электродвигателя через редуктор. При исследовании нефтяных и газовых скважин механические операции (перемещение прижимных башмаков, открытие и закрытие клапана пробосборника) осуществляются с помощью давления гидростатического столба жидкости в скважине.

Опробование и испытание пластов в необсаженных и перфорированных скважинах могут производиться комплектом испытательного инструмента (типа КИИ) или многоцикловым испытательным комплексом МИК-95, которые опускаются в скважину на бурильных трубах. При этом исследуемый участок герметизируется от остальной части скважины с помощью пакера. Приборы обеспечивают вызов флюида из пласта в скважину и отбор его в пробоотборники, а также определение пластового давления, температуры, гидропроводности, коэффициентов проницаемости и закупорки прискважинной зоны и

дебита пласта. Для этого в комплекты приборов входят испытатели пластов, пробоотборники, глубинный манометр, термометр и другие узлы.

В процессе всех выполненных работ отобранные пробы газа, а также полученные в результате термовакуумной дегазации жидкости подвергаются хроматермографическому анализу. Пробы жидкости исследуются также на наличие битумов при помощи люминоскопа.

**Аппаратура АИПД-7-10** позволяет проводить многократное (до 25 раз) определение притока и измерение пластового давления без подъема прибора на поверхность.

Приток пластового флюида из пласта в баллон возникает за счет большего перепада давлений. Создаваемая депрессия воздействует на окружающие горные породы и оказывает существенное влияние на характер отбираемой пробы. Поток пластового флюида при больших депрессиях выносит частицы горной породы, способствует очистке прискважинной зоны пласта, удалению глинистой корки со стенок скважины. Кроме того, при большой депрессии создается область дегазации в зоне возмущения, и это позволяет даже при наличии глубокого проникновения фильтра бурового раствора в пласт извлекать углеводороды из остаточного пластового флюида и за счет этого получать информацию о характере насыщения пласта. Однако при исследовании пластов с неглубоким проникновением раствора информация о характере насыщения пласта получается более надежной.

Для анализа получаемых результатов используют индикаторные диаграммы притока и давления; контрольные замеры давления в баллоне; данные анализа отобранной пробы. В отобранной пробе измеряют объем газа, воды, нефти. Определяют компонентный состав газа, плотность, вязкость, люминесцентную характеристику флюида, удельное сопротивление воды, фракционный состав нефти. Диаграммы давления позволяют выделить в разрезе проницаемые и непроницаемые пласты (рис. 2).

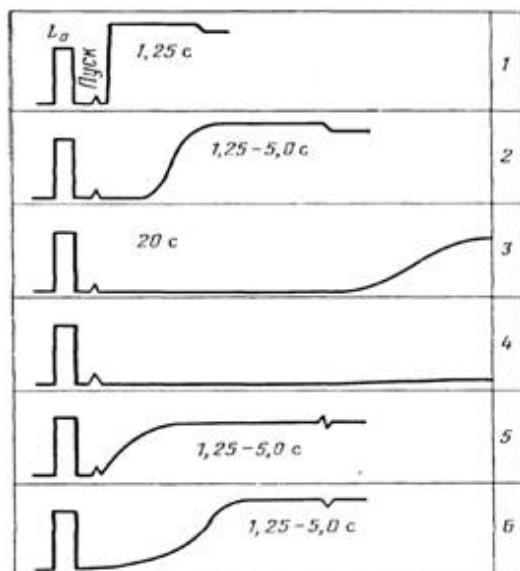


рис. 10.2 Типичные диаграммы давлений (по П. А. Бродскому).

- 1- отбор жидкости из ствола скважины (контрольная проба);
- 2- отбор из пласта высокой проницаемостью, приток жидкости (пластовая вода, фильтрат, нефть с низким газовым фактором);

- 3- с низкой проницаемостью;
- 4- непроницаемого;
- 5- с высокой проницаемостью, приток газа;
- 6- с высокой проницаемостью, приток нефти с большим газовым фактором.

Эти материалы могут дать также предварительную информацию о характере насыщения. При неглубоком проникновении фильтрата бурового раствора в пласт интерпретация результатов опробования затруднений не вызывает. Состав пробы соответствует характеру насыщения пласта. Глубокое проникновение искажает картину. В этих случаях фильтрат раствора и пластовую воду различают по данным химического анализа и удельному сопротивлению пробы. Характер насыщения оценивают по составу и количеству газа, поступившего в пробу из зоны с остаточным нефтенасыщением. Для оценки влияния зоны проникновения отбирают пробы из пластов с известным насыщением. По этим пробам уточняют газовый фактор, влияние условий вскрытия пласта на состав газа.

Достаточный признак нефтенасыщенности пласта — наличие нефти в отобранной пробе, газоносного пласта — наличие конденсата или существенно большой газовый фактор. При больших размерах зоны проникновения рассматривается компонентный состав газа. Для нефтеносных пластов содержание метана в газах пробы менее 70%; присутствуют тяжелые углеводороды. Для газоносных пластов содержание метана более 80% мало тяжелых углеводородов.

**Испытатель пластов на трубах.** Предназначен для проведения испытаний в стволе скважины в процессе бурения. Испытатель пластов спускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают против исследуемого интервала. При помощи пакерующего устройства этот интервал перекрывается в стволе скважины, что позволяет изолировать его от гидростатического давления, создаваемого буровым раствором. После этого открывается впускной клапан и затрубное пространство, ограниченное пакерами, сообщается с полостью бурильных труб. Бурильные трубы частично заполнены буровым раствором или пусты. Под действием перепада давлений бурильные трубы заполняются пластовым флюидом и поднимаются на поверхность. Процесс заполнения регистрируется глубинными манометрами. Основные узлы прибора показаны на рис. 3.

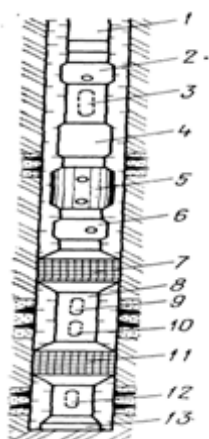


Рис. 10. 3. Схема компоновки испытателя пласта на трубах с опорой на забой. 1-бурильная труба; 2-циркуляционный клапан; 3,10,12-манометры; 4-запорный клапан; 5-испытатель пласта с пробоотборником; 6-ясс; 7,11- пакеры; 8-фильтр; 9-автономный пробоотборник; 13-опорный башмак.

Узел опоры предназначен для удержания испытателя на заданной глубине. Пакеры, механические или гидравлические, служат для изоляции интервала испытания и представляют собой массивные резиновые цилиндрические элементы с металлической основой. Фильтр служит для механической очистки поступающего флюида от частиц горных пород и шлама. Испытатель пласта представляет собой сложную гидромеханическую систему клапанов, обеспечивающих уравнение давлений, необходимое при СПО прибора, и процесс испытания. Запорный клапан изолирует полость буровых труб от подпакерного пространства. Ясс гидравлический срабатывает при превышении расчетных растягивающих усилий и предназначен для освобождения прихваченного инструмента. В процессе испытания с помощью глубинных манометров снимают диаграммы изменения давлений; характер изменения давлений показан на рис. 4

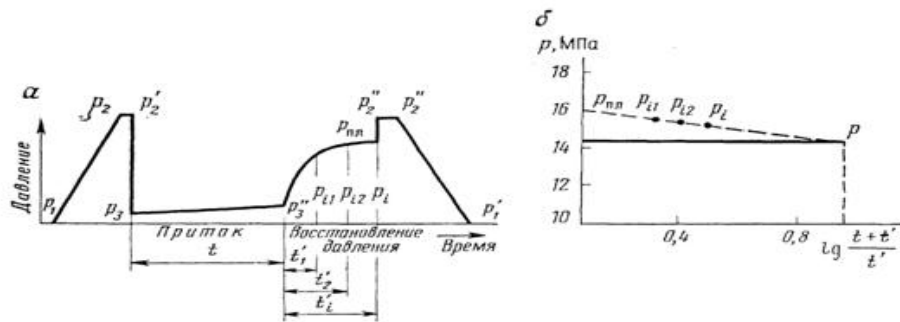


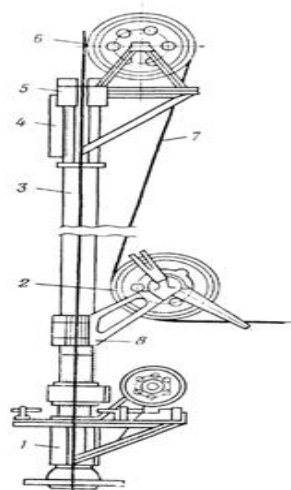
рис.10. 4. Определение пластового давления рпл по результатам испытания пласта на трубах.

- а - схематическое изображение изменения давления в процессе испытания,
- б - обработка кривой с целью определения пластового давления.

Исследования, проводимые испытателем пластов, позволяют не только определить характер насыщений исследуемого интервала, но и оценить параметры пласта, в частности, найти эффективную мощность коллектора  $h_{эф}$ , вычислить пластовое давление рпл, коэффициенты проницаемости  $k_{эф}$ , гидропроводности. Эффективную мощность коллектора определяют по материалам геофизических исследований.

Ряд геофизических работ, особенно при исследовании эксплуатационных скважин или скважин, осложненных высокими пластовыми давлениями, проводятся при герметизации устья скважины с помощью лубрикаторов.

На рисунке ниже изображен лубрикатор ВНИИ марки Л-4, установленный на фланце арматуры скважины, где 1 — основание; 2 — мерный ролик; 3 — приемная камера; 4 —





кронштейн; 5 — сальник; 6 — верхний ролик; 7 — кабель; 8 — червячное колесо с кронштейном для установки приемной камеры

Скважинный прибор на кабеле вводят вначале в приемную камеру лубрикатора, а затем, открыв подлубрикаторную задвижку, спускают в скважину. Ввод кабеля в лубрикатор герметизируется сальником. Имеются лубрикаторы различных типов, применяемые при разных давлениях в скважине. Для работы с герметизированным устьем используют также устьевые сальники.

**ГРУНТОНОС** — приспособление для взятия образцов пород из стенок буровой скважины. Применяются при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых и инженерных изысканиях для уточнения разреза скважин при незначительном выходе kernового материала, а также при бурении сплошным забоем.

Различают боковые грунтоносы (керноотборник) и грунтоносы для отбора рыхлых грунтов. Боковые грунтоносы по характеру взаимодействия рабочего органа с породой или по способу внедрения его в породу делятся

- на грунтоносы вдавливающего,
- режущего,
- термодинамического действия.

В соответствии с этим рабочий орган выполняется в виде стакана-пуансона, вдавливаемого в породу статическим или динамическим усилием; колонковой (керноприёмной) трубы с коронкой, выбуривающей керн; дисков — фрез, вырезающих образец в форме клина; ножей-расширителей, скребков или фрезеров, срезающих тонкий слой со стенки скважины; термодинамических горелок или кумулятивных зарядов, выжигающих (выплавливающих) образцы конической формы. По виду применяемой энергии боковые грунтоносы могут быть с механическими, электрическими, гидравлическими и пороховыми двигателями (с приводом на поверхности или в скважине).

Все боковые грунтоносы спускаются в скважину на бурильных трубах, кабеле или тросе. По количеству интервалов (мест отбора образцов) за один рейс различают грунтоносы *однократного* или *многократного* действия, имеющие один повторно действующий рабочий орган или несколько, работающих одновременно или последовательно, с разделением или без деления образцов по интервалам отбора и подъёмом их вместе с боковым грунтоносом или только образца отдельно.

Грунтонос для отбора образцов рыхлых грунтов (глины, песков, суглинков) — тонкостенная стальная труба, привинчиваемая к буровой штанге. По способу внедрения в грунт эти грунтоносы подразделяются на *обуривающие*, керноприёмная гильза которых заполняется в процессе бурения, *забивные* — под действием ударов, *вдавливаемые* — под действием статической нагрузки.

Обуривающий грунтонос предназначен для отбора глинистых грунтов твёрдой консистенции и плотных цементированных песков,

забивной — для отбора связных и слабосвязных глинистых грунтов,

вдавливаемый грунтонос — полутвёрдых, мягких и текучих глин, илов и водонасыщенных рыхлых песков.

Сборки грунтоносов подготавливаются так, чтобы:

- за минимальное количество спусков исследовать наибольшее количество пластов;
- за один спуск отобрать пробы из двух тонких пластов;
- использовать бойки мах. вместимости и обеспечить их мах. заполнение;
- использовать возможную установку бойков вместо компенсаторов в скважинах диаметром 76 мм и больше;
- избежать подъема пустых бойков, обрывов тросиков и потери бойков.

Приспособление для отбора при бурении образцов рыхлых грунтов (глины, песка, суглинка, супеси) с сохранением их природного сложения. Грунтонос представляет собой тонкостенную стальную трубу привинчиваемую к буровым штангам. Для взятия сыпучих грунтов Грунтонос внизу имеет секторный затвор. При вдавливании Грунтонос в забой скважины происходит его заполнение грунтом. Извлекаемый на поверхность грунт исследуется на пористость, сжимаемость; определяется естественная влажность, сопротивление сдвигу и другие.

|   |  |
|---|--|
| <p>Грунтонос подрезающие</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1 Грунтонос ГП-3Н 108 Ш55</li><li>2 Грунтонос ГП-3Н 108 3-50</li><li>3 Грунтонос ГП-3Н 127 Ш55</li></ol> |   |
| <ol style="list-style-type: none"><li>4 Кернаприемник ГП-3Н 95x300</li><li>5 Башмак подрезающий ГП-3Н 108</li><li>6 Башмак подрезающий ГП-3Н 127</li></ol>                  |  |

|   |  |
|---|--|
| <p>Грунтоносы забивные</p> <p>1      Грунтонос ГЗ 102 Ш55/3-50</p>              |  |
| <p>2      Грунтонос ГЗ 108 Ш55/3-50</p> <p>3      Грунтонос ГЗ 127 Ш55/3-50</p> |  |

Грунтоносы ГБСУ55-110/30, ГМС40/1, ГБСУ50-110/20 (ГМК-50) и ГБСУ70-110/30 служат для отбора образцов углей и мягких вмещающих пород из стенок разведочных скважин. По отобранным образцам определяют вещественный состав пород, зольность, марку углей и уточняют мощность угольных пластов.

Минимальный диаметр бурения угольных скважин составляет 59 мм, фактический диаметр скважин достигает в кавернах 200-400 мм. Малый диаметр скважин определяет конструкцию грунтоносов и компоновку отдельных элементов. Диаметр скв. должен превышать сумму поперечного размера корпуса грунтоноса и длины бойка на 6 - 8 мм.

Грунтоносы ГБСУ55, ГМС40-1, ГБСУ70 имеют универсальную головку под кабельный наконечник НКБ 3-36-11, верхнюю и нижнюю зажигательные головки, две группы секций, бойки, компенсаторы и хвостовик. Для уравнивания сил отдачи во время выстрела предусмотрены компенсаторы, стволы которых направлены в противоположную сторону направлению стволов с бойками. При необходимости в стволы-компенсаторы могут быть вставлены бойки, и тогда расстояние между пробами уменьшается вдвое. Грунтоносы заряжают прессованными шашками пороха. Импульсом тока с поверхности поджигается пиропатрон, зажигается порох в камерах, производится групповой выстрел бойков и внедрение их в стенки скважины. Бойки, наполненные породой, извлекаются из стенок скважины с помощью канатиков и поднимаются на поверхность вместе с грунтоносом.

Грунтоносы ГБСУ55 и ГБСУ70 отличаются от грунтоноса ГМС40-1 большей представительностью отбираемых образцов, повышенной производительностью и избирательностью, расширенным ассортиментом бойков, надежной проходимостью в скважинах диаметром 59 мм. Наличием секций-удлинителей, позволяющих удешевлять исследование монотонно однородных пластов. Универсальная головка грунтоноса совмещает функции двухпозиционного переключателя, зонда бокового токового каротажа

(БТК) и груза для обеспечения проходимости в наклонных скважинах. Заряженный грунтонос опускается в скважину на трехжильном бронированном геофизическом кабеле. Точная глубина наводки относительно угольного пласта выполняется с помощью записи кривой БТК и сравнении ее с данными каротажа. Зонд БТК обеспечивает нацеливание бойков на пласт с точностью до 2-3 см.

Для отбора проб пород из стенок необсаженных скважин на нефтяных, газовых и угольных месторождениях применяют боковые стреляющие грунтоносы. Грунтоносы заряжаются пороховыми шашками. Инициирование выстрела производится либо встроенными в шашки электровоспламенителями при одиночных последовательных выстрелах, либо пиропатроном при групповых выстрелах. Выстреливаемый боек привязан тросиком к корпусу грунтоноса поднимается на поверхность с помощью кабеля. Высокая точность наводки грунтоносов достигается по геофизическим измерениям. Поднятые пробы документируются и отправляются для анализов в лабораторию, где определяются литотип, вещественный состав, фильтрационно-емкостные свойства пород, зольность, технический анализ, химический состав и марка углей.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бобровников Л.З. Электроразведочная аппаратура и оборудование: учебник для СПО - 2-е изд., переработ. и доп. / Бобровников Л.З., Кадыров И.Н., Попов В.А. - М.: Недра, 1985. - 336 с.
2. Корниенко В.П. Руководство к практическим занятиям по электроразведке: учебник для СПО - 2-е изд., переработ. и доп. - М.: Недра, 1987. - 184 с.
3. Техническая инструкция по проведению геофизических методов исследования скважин - М.: Недра, 1985.
4. Боганик Г.Н. Сейсморазведка: учебник для вузов / Боганик Г.Н., Гурвич И.Н. – Тверь: АИС, 2006. - 744 с.: ил.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Ломтадзе В.В. Программное и информационное обеспечение геофизических исследований - М.: Недра, 1993. - 268 с.
2. Маловичко А. К. Гравиразведка: учебник для вузов / Маловичко А. К., Костицын В. И. - М.: Недра, 1992.— 357 с.: ил.
3. Гравиразведка: справочник геофизика / под ред. Е.А.Мудрецово́й, К.Е.Веселова - 2-е изд. - М.: Недра, 1990. - 607 с.

\* - учебная литература, обеспечивающая реализацию модуля, за последние 5 лет не издавалась.

Литература более ранних годов издания в полной мере обеспечивает овладение учащимися необходимыми знаниями

Интернет- ресурсы.

