

Аппаратура для исследования высокотемпературных скважин

Скопинцев С.П., ООО "Нефтегазсистемы", г. Кимры

Научно-производственная фирма "Нефтегазсистемы" разработала серию скважинных приборов аппаратуры СГДК, специально предназначенных для исследования высокотемпературных скважин.

Для обеспечения большого срока службы в экстремальных термобарических условиях и ремонтпригодности в приборах использован одномодульный вариант конструкции с минимальным количеством уплотнений и принцип построения электронной схемы на высокотемпературных микросхемах средней интеграции.

Разработанные скважинные приборы СГДК имеют малую потребляемую мощность и небольшие габариты.

Измерительные каналы СГДК

Термометр, термоанемометр.

Наша фирма применяет при производстве аппаратуры высоконадежные малоинерционные полупроводниковые датчики термометров и термоанемометров собственной разработки. Датчики имеют надежную технологичную конструкцию, в которой термочувствительный элемент впаян в защитный металлический корпус.

Термоанемометр имеет отдельные нагреватель и термопреобразователь. Особые меры, принятые при его разработке, позволили снизить мощность нагрева датчика до 0,5 Вт.

Время термической инерции датчиков - не более 1,2 с.

Нелинейность характеристики преобразования - не более 0,25 °С.

Чувствительность термопреобразователей - около 1 мВ/°С.

Время непрерывной работы термоанемометра - не ограничено.

Манометр.

В канале манометра аппаратуры СГДК в качестве датчика используется мостовой тензопреобразователь фирмы ОРДЭКС. Его собственные характеристики и технические решения, использованные при построении измерительного канала, позволили получить малую погрешность (практически до 0,1-0,2%) во всем диапазоне рабочих температур и высокую чувствительность измерений, которые необходимы для создания расчетного канала манометрического плотнометра [1].

Определитель фазового состава флюида.

Для определения фазового состава флюида используются несколько измерительных каналов СГДК.

Определение границ раздела сред "газ-нефть-вода" производится диэлектрическим влагомером. Для повышения надежности работы канала при высоких значениях температуры и давления центральный электрод диэлектрического влагомера выполнен неизолированным.

Для анализа двухфазных потоков "газ-вода" или "нефть-вода" используется контактный резистивиметр-влагомер, при этом для определения объемного содержания нефти (конденсата) или газа в воде используется тот факт, что удельное сопротивление нефти (газа, конденсата) на несколько порядков выше, чем удельное сопротивление пластовой воды. В двухфазном потоке, электронная схема резистивиметра измеряет среднее значение времени, когда сопротивление окружающей среды значительно больше, чем сопротивление воды, определяя тем самым объемное содержание углеводорода.

Расчет объемного содержания фаз в смеси осуществляется с помощью анализа распре-

Табл. 1 Основные технические данные аппаратуры СГДК

Наим. канала	Измеряемый параметр	Диапазон измерения (регистрации)	Погрешность
Терм	Температура окружающей среды	от 0 до 80, 120, 140 °С	± 0,5 °С
Ман	Избыточное давление	от 0 до 16, 40, 80 МПа	± 0,25 %
ТА	Температура датчика термоанемометра	от 0 до 140 °С	± 1,0 °С
РМ	Вращение крыльчатки механического расходомера	от 0,5 до 100 Гц	± 0,5 Гц
ЛМ	Неоднородности магнитных характеристик	Муфты, перфорация	-
Рез	Сопротивление флюида в датчике скважинного прибора	Газ, нефть, вода, их смеси	-
Влаг	Фазовый состав флюида	Газ, нефть, вода	-
НЧ, ВЧ	Уровень акустического шума в частотных диапазонах:	0,8...60, 25...60 кГц	-
ГК	Мощность гамма-излучения	от 5 до 300 мкр/ч	-
Постоянная времени каналов РМ и ГК, с			2
Длина линии связи (кабеля грузонесущего геофизического типа НГ1-30-90 ТУ16.К64-01-88), км			от 1 до 10
Рабочая среда			газ, нефть, вода
Время работы скважинного прибора при 140 °С и 80 МПа, ч, не более:			24
Диаметр скважинного прибора, мм			32, 36, 42, 60
Длина скважинного прибора, мм, не более			1800

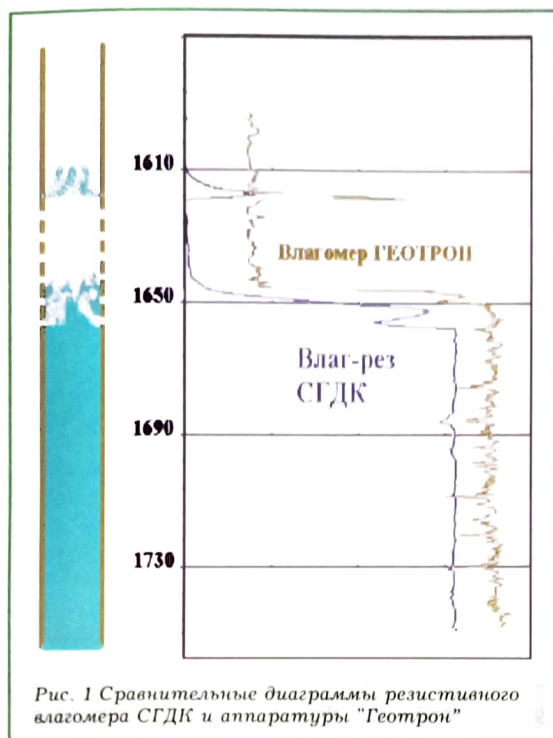


Рис. 1 Сравнительные диаграммы резистивного влагомера СГДК и аппаратуры "Геотрон"

деления плотности по данным манометра.

Локация муфт.

Датчик канала имеет встречно-дифференциальную магнитную систему, конструкция которой специально разработана для регистрации малых перфорационных отверстий в колонне [2]. Повышению чувствительности способствует также нормализующий преобразователь СГДК.

Канал ГК

Модуль ГК в скважинном приборе СГДК построен по традиционной схеме. Отличие состоит в том, что тщательная проработка электронной схемы позволила уменьшить потребляемый ток до 3...5 мА, что повысило надежность модуля.

Механический расходомер.

Использование в канале механического расходомера электромагнитного сенсора (катушки) позволило поднять верхнюю рабочую частоту вращения крыльчатки до 100...150 Гц и отказаться от дополнительного подмаг-

ничивания в зоне вращения крыльчатки. Это в свою очередь дало возможность упростить конструктивно преобразователя канала и создать расходомер для измерения потока сверху.

Шумомер.

Важной особенностью канала шумомера СГДК является то, что пьезодатчик установлен внутри скважинного прибора непосредственно на печатной плате и звукопроводом соединен с защитным кожухом прибора. Это резко упростило конструкцию прибора, повысив его надежность. Одновременно увеличилась чувствительность канала за счет того, что звук с приемной мембраны датчика (металлического кожуха) по металлу же приходит непосредственно на пьезокристалл. В этой конструкции исключены потери и искажения звука на границе раздела двух сред, в частности "жидкость-металл", которые обычно всегда присутствуют в стандартных датчиках шумомеров, включающих в себя маслозаполненные барозащищающие патроны, в которых находятся пьезоприемники.

Для специальных скважинных исследований, с помощью которых производится изучение акустического и электромагнитного шума в скважинах, разработана и проходит испытания аппаратура АВИС.

Аппаратура АВИС включает в себя волновые каналы пассивной акустики и электромагнитной локации, предназначенные для спектральных исследований акустических и электромагнитных шумов в работающих пластах и скважинах (физическое обоснование метода выполнено совместно с компанией Schlumberger) [3]. Дополнительно к вышеупомянутым каналам в аппаратуру введены стандартные методы ГИС-контроля, аналогичные измерительным каналам СГДК.

В волновых каналах акустический и электромагнитный сигналы оцифровываются в скважинном приборе и в цифровом виде передаются по кабелю на поверхность. Полученная информация этих каналов восстанавливается в исходный вид и затем анализируется известными и вновь созданными методами обработки волновых сигналов.

Пример зарегистрированных волновых картин в зоне перфорации действующей

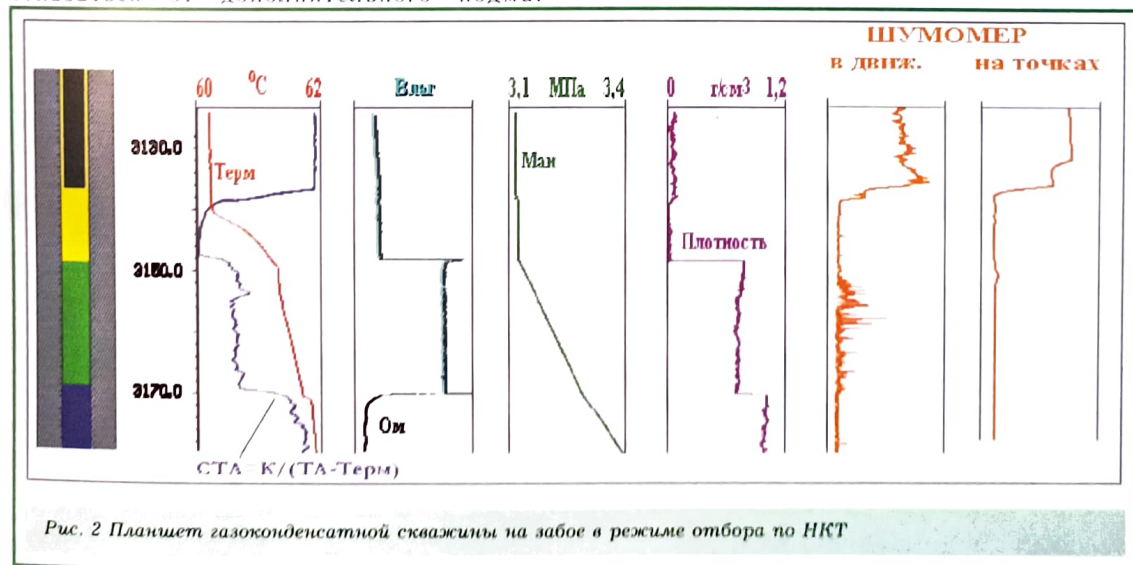


Рис. 2 Планшет газоконденсатной скважины на забое в режиме отбора по НКТ

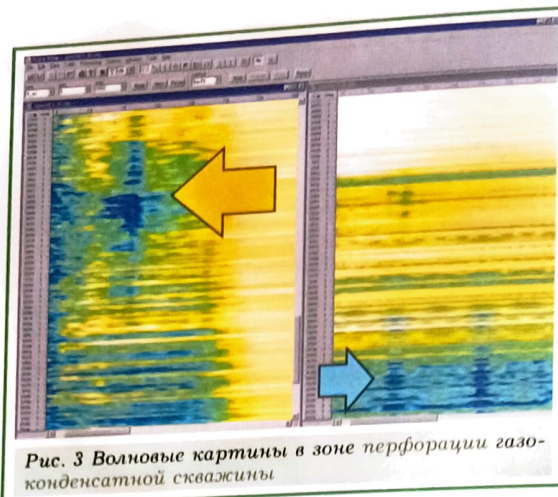


Рис. 3 Волновые картины в зоне перфорации газоконденсатной скважины

газоконденсатной скважины показан на рис. 3.

На планшете:

- слева: волновая картина акустического шума (левое поле, стрелка интервал фильтрации по пласту сухого газа);
- справа: волновая картина электромагнитного шума (правое поле, синяя стрелка интервал фильтрации по пласту воды).

Шкала абсцисс частота (кГц), шкала ординат глубина (м). Цвет поля амплитуда спектрального сигнала (увеличение по цветам: белый-желтый-зеленый-синий-красный).

Специально для аппаратуры АВИС разработана технология обработки и анализа волновых записей спектральной шумометрии и электромагнитной локации, которая позволяет судить о структуре, составе и о фазовых

расходах потоков фазовых составляющих смеси в случаях ее движения по стволу скважины и негерметичному заколонному пространству скважины, по поровому пространству пласта. Дополнительно оцениваются регистрируемая толщина пласта, параметры и структура каналов фильтрации, состав фильтрации.

Технология основана:

- на обработке полного волнового сигнала и анализе амплитудно-частотных спектров регистрируемых аппаратурой АВИС;
- на выделении сигналов фоновых спектров и вычитании фона из спектральных характеристик информативных записей;
- на построении (с помощью цветовой гаммы) аномалий амплитуд сигналов в зависимости от частоты и глубины (времени) волновых записей;
- на выдаче количественных критериев, характеризующих расход и состав флюидов при их фильтрации (движении) их в поровом пространстве породы (по различным каналам внутрискважинного пространства).

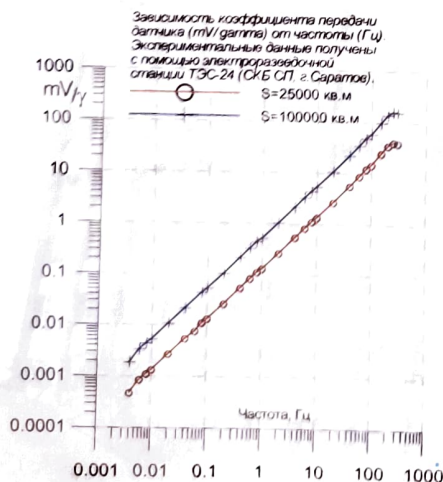
Литература

1. Скопinceв С.П. Манометрический плотномер. Каротажник № 97, стр. 103-109.
2. Скопinceв С.П. Возможности магнитного детектора муфт при исследовании интервалов перфорации. Каротажник № 105, стр. 114-119.
3. Ипатов А.И., Скопinceв С.П. Эффективность шумометрии при исследовании скважин. Каротажник № 90, стр. 32-42.

Датчик поля для электромагнитных исследований методом становления поля

Датчик магнитного поля dB/dt, с эффективной площадью 100000 м², заменяет многовитковую петлю, используемую в настоящее время в полевых партиях. Датчик работает совместно с многоканальными электроразведочными станциями, преимущественно при решении задач нефтяной и газовой геофизики.

В корпусе датчика размещается магнитная антенна с сердечником из прецизионного магнитомягкого аморфного сплава и предусилитель с переключаемым коэффициентом



Технические характеристики:

Эффективная площадь, м ²	100000 (25000)
Габаритные размеры:	
- диаметр, мм	85
- длина, мм	900
масса, кг	5(10)
Напряжение источника питания:	
+Uп, В	6-15
-Uп, В	6-15
Ток потребления, мА:	
- предварительный усилитель	5
- генератор тестового сигнала	20

ООО "Специальные геофизические системы"
410019, г. Саратов, ул. Крайняя, 129.

тел/факс (845-2) 72-62-24

