

УДК 622.276

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКВАЖИН И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

TECHNICAL FEATURE OF THE BORE HOLES AND EQUIPMENT FOR UNDERTAKING OF HYDRODYNAMIC STUDIES

Петрушин Евгений Олегович

Ведущий технолог по добыче нефти и газа
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается техническая характеристика скважин и оборудования для проведения гидродинамических исследований: конструкция скважины (оборудование обвязки обсадных колонн, фонтанная арматура); требования и рекомендации к системе ППД; техника, приборы и оборудование, применяемые при гидродинамических исследованиях скважин.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, техническая характеристика скважин, оборудование обвязки обсадных колонн, фонтанная арматура, поддержание пластового давления, оборудование при гидродинамических исследованиях, контроль температуры и давления.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading technologist on oil and gas
production of TsDNG1 of
JSC Pechoraneft
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of Technical Sciences,
associate professor of applied
mathematics,
Kuban State University of Technology
mereniya@mail.ru

Annotation. In article the technical characteristics of wells and the equipment for carrying out hydrodynamic researches is considered: well design (equipment of a binding of upsetting columns, gushing fittings); requirements and recommendations to system of PPD; the equipment, devices and the equipment used at hydrodynamic researches of wells.

Keywords: hydrodynamic researches, technical characteristics of wells, the equipment of a binding of upsetting columns, gushing fittings, maintenance of reservoir pressure, the equipment at hydrodynamic researches, control of temperature and pressure.

Конструкция скважины

Важнейшим этапом проектирования, обуславливающим качество строительства скважин, а также дальнейшую эффективную и длительную эксплуатацию, является выбор рациональной конструкции скважины. Конструкция должна быть экономичной и обеспечивать:

- эксплуатационную надёжность скважины как технического сооружения;
- проектный уровень её эксплуатации;
- оптимальный режим проводки ствола скважины на уровне современных техники и технологии;
- предупреждение осложнений и аварий, охрану недр в процессе бурения и в период эксплуатации;
- качественное разобщение продуктивных и проницаемых горизонтов.

Согласно рабочим проектам на строительство эксплуатационных скважин на Восточно-Сургутском месторождении, выполненным «СургутНИПИнефть», приняты конструкции добывающих и нагнетательных скважин, отражённые в таблице 1.

Общие требования, предъявляемые ко всем нагнетательным скважинам:

- 1) высота подъёма цемента — до устья;
- 2) давление опрессовки колонны — на 10 % выше давления закачки на устье (согласно «Инструкции по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» Москва, 1997 г.).

Таблица 1 — Параметры конструкции скважины

№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны	Интервал спуска обсадной колонны по вертикали	Высота подъёма цемента	Давление опрессовки, МПа
1	Направление	324 мм	0–30 м	до устья	
2	Кондуктор: – в добывающих скважинах – в нагнетательных скважинах	245 мм	0–400 м 0–700 м	до устья	9
3	Эксплуатационная колонна: – в добывающих скважинах – в нагнетательных скважинах	168 мм 146 мм	0–забой 0–забой	300 м до устья 600 м до устья	15 16,5

Параметры обсадных колонн нагнетательных скважин в интервалах продуктивных пластов приняты с учётом требований рабочих проектов на строительство скважин.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 500 м для добывающих и 700 м для нагнетательных скважин. Кондуктор изготавливается из обсадных труб с трапецевидной резьбой типа ОТТМ исполнением «Б». Цементируют до устья тампонажным раствором плотностью 1,83 г/см³. Применяемая марка цемента ПЦТ ДО-50 ГОСТ 1581-85. Служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении.

Кондуктор оборудуют башмаком типа БК-426, БК-324 и БК-245, тремя пружинными центраторами ЦЦ-426/508-1 и ЦЦ-245/295-1. Расстояние между центраторами составляет не менее 10 м.

Хвостовик диаметром 168 мм опускается в интервал 390-1800 м. Хвостовик изготавливается из обсадных труб с треугольной резьбой. Цементируется на всю длину тем же тампонажным раствором, что и кондуктор.

Эксплуатационная колонна изготавливается из обсадных труб диаметром 139,7; 146 или 168 мм, спускается на глубину на 50 м ниже проектного горизонта. Цементируется на 100 м выше башмака кондуктора. Тампонажный раствор плотностью 1,8 г/см³ приготовлен из портландцемента марки ПЦ-ДО-100 ГОСТ 1581-85. Эксплуатационная колонна оборудуется направляющим башмаком БК-168, БК-146 и обратным клапаном типа ЦКОД-168-1 и ЦКОД-146-1.

Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины.

Глубина цементного стакана, остающегося после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем. В процессе эксплуатации скважины забой может быть засорён осадком, аварийным оборудованием, посторонними предметами. В этом случае верхняя точка аварийного оборудования или осадка является текущим забоем скважины.

Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации межтрубного пространства, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования — для различных способов эксплуатации скважин.

Для герметизации резьбовых соединений применяют смазку Р-402.

Схема конструкции скважины приведена на рисунке 1.

Оборудование обвязки обсадных колонн

Оборудование обвязки предназначено для подвешивания обсадных колонн, герметизации и разобщения межколонных пространств, проведения технологических операций, установки противовыбросового оборудования (в процессе бурения) и фонтанной арматуры (в процессе эксплуатации).

По условиям эксплуатации оборудование делится:

- для района с умеренным климатом — на некоррозионное и коррозионное исполнение;
- для холодного — некоррозионное.

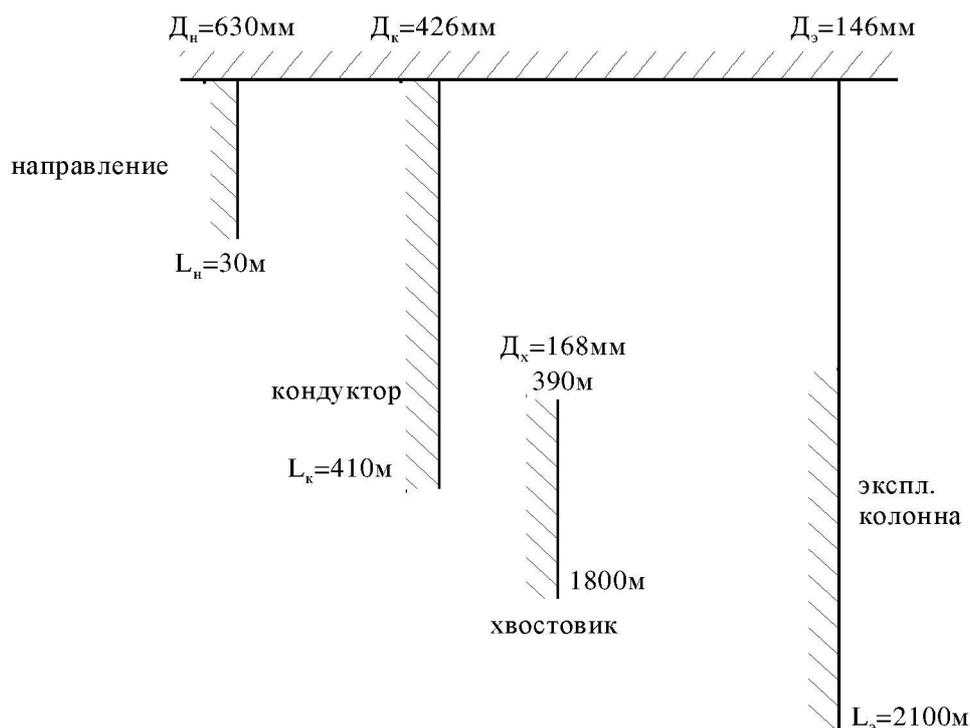


Рис. 1. Схема конструкции скважины

Полный шифр колонной головки:

ОК Х1 Х2-Х3-Х4 × Х5 × Х6 Х7,

где

О — обвязка, К — колонная;

Х1 — подвешивание на клиньях «К» или на муфте «М»;

Х2 — число подвешенных колонн (без кондуктора);

Х3 — рабочее давление, атм.;

Х4 — диаметр эксплуатационной колонны, мм;

Х5 — диаметр технической колонны, мм;

Х6 — диаметр кондуктора, мм;

Х7 — климатическое исполнение «ХЛ», «К2» — для сред с H_2S и CO_2 до 6 %,

«К3» — для сред с H_2S и CO_2 до 25 %.

Пример: ОКК2-350-146×219×426 К2. Обвязка колонная с клиновым подвешиванием двух колонн, рабочее давление — 350 атм., диаметр эксплуатационной колонны — 146 мм, технической — 219 мм, кондуктора — 426 мм, H_2S и CO_2 до 6 %.

На устье водозаборных скважин с кондуктором 426 мм устанавливается колонная головка 426×100×16, где 426 мм — диаметр кондуктора, 100 мм — диаметр выкидной линии, 16 кг/см² — рабочее давление.

На устье водозаборных скважин с кондуктором диаметром 324 мм устанавливается оборудование водозаборных скважин ОВС-324-100-16, а при использовании в водозаборных скважинах высоконапорных установок фирмы REDA или отечественных установок ЭЦН5А-500-1500 устанавливается арматура ОВС-168.

Фонтанная арматура

Фонтанная арматура предназначена для:

- подвешивания НКТ;
- направления продукции скважины в выкидную линию (для направления воды в нагнетательную скважину из нагнетательной линии);
- герметизации затрубного пространства;
- проведения технологических операций;
- регулирования работы фонтанных скважин (нагнетательных скважин).

Полный шифр фонтанной арматуры условно представляется в виде:

АФ Х1 Х2 Х3-Х4 Х5 Х6,

где А — арматура, Ф — фонтанная, Н — нагнетательная;
Х1 — конструктивное исполнение, К — подвеска колонны НКТ на резьбе переводника трубной головки (планшайбы), без буквы — подвеска колонны НКТ на муфте, Э — для скважин, оборудованных УЭЦН, цифра обозначает номер схемы ФА по ГОСТ 13846-84;
Х2 — вид лифта НКТ, А — при двухрядной подвеске НКТ (в НГДУ «СН» не применяется, без буквы — однорядная подвеска НКТ);
Х3 — способ управления задвижками: В — дистанционное, А — автоматическое, без буквы — ручное;
Х4 — диаметр проходного отверстия, мм; когда условные проходы ствола ёлки и её боковых отводов (задвижек) отличаются, то цифровое обозначение указывают через дробь;
Х5 — рабочее давление, МПа или атм.;
Х6 — климатическое исполнение: для умеренной и холодной климатической зоны «ХЛ», без буквы — для умеренной;
Х7 — исполнение по коррозионной стойкости: без буквы — для обычной среды, для содержащих до 6 % CO₂ — «К1», до 6 % H₂S и CO₂ — «К2», до 25 % H₂S и CO₂ — «К3».

Пример: АФК 13-65×210 ХЛ. Арматура фонтанная с резьбовым соединением подвески НКТ и патрубка планшайбы, для скважины, эксплуатируемой УЭЦН, диаметр проходного отверстия — 65 мм, рабочее давление — 210 атм., ФА для района с холодным климатом.

Арматуры по конструкции бывают тройниковые и крестовые.

Арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку, запорные устройства с ручным и пневматическим управлением, регулирующие устройства (дроссели).

Фонтанная арматура с рабочим давлением от 70 до 350 атм. должна проходить испытания на двойное рабочее давление.

В зависимости от конструкции запорных устройств различают арматуры с пробковыми кранами и прямоточными задвижками двух типов: с одно- или двухпластинчатым шибером.

Пробковый кран обозначается:

КППС — кран пробковый проходной со смазкой; первое число — условный проход в мм, второе число — рабочее давление; далее следует климатическое исполнение. Пример: КППС — 65×210 ХЛ.

Прямоточные задвижки обозначаются:

ЗМАД и ЗМАДП — с двухпластинчатым шибером с уплотнением «металл по металлу», с автоматической подачей смазки в затвор;

ЗМС и ЗМСП — с однопластинчатым шибером, с двухсторонней принудительной подачей смазки, цифровое обозначение то же, что и у пробковых кранов. Пример: ЗМС — 65×210 ХЛ.

Требования и рекомендации к системе ППД

Закачка воды в целях поддержания пластового давления на Восточно-Сургутском месторождении осуществляется с 1986 года. Для закачки на месторождении использовалась пресная, сточная и сеноманская вода. В начальный период для закачки использовалась сеноманская вода. В 1991 году закачка сеноманской воды была прекращена. В 2000 году сеноманскую воду начали закачивать на отдельном участке месторождения (район куста скважин 500). С 1991 года дефицит в закачке покрывался за счёт пресной воды, подаваемой с Фёдоровского водозабора.

В 1998 году на месторождении была введена в эксплуатацию УПСВ. С этого времени сточная вода, получаемая в процессе подготовки нефти на УПСВ, поступает в систему ППД месторождения, а объёмы использования пресной воды сокращаются.

До 1995 года объёмы закачки воды постоянно увеличивались и достигли 4,5 млн м³ в год. В дальнейшем они снизились и стабилизировались на уровне 3,1–3,6 млн м³ в год. По состоянию на сегодняшний день в продуктивные пласты закачано 48,6 млн м³ воды, в том числе пресной — 30 млн м³, сеноманской — 12 млн м³, сточной — 6,6 млн м³.

В настоящее время накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила 110,8 %. Величина пластового давления от первоначального уровня по пласту БС₁₀ не изменилась (24 МПа), а по пластам ЮС₁ и ЮС₂ уменьшилась на 1,0 и 0,65 МПа соответственно.

С 1996 по 2003 год средняя фактическая приёмистость скважин пласта БС₁₀ выше проектного уровня на 37–65 м³/сут. при устьевом давлении практически равном проектному (15 МПа). Причём просматривается прямая зависимость приёмистости скважин от устьевого давления.

Согласно проектным данным, на разрабатываемой части месторождения планируется постепенное уменьшение действующего фонда до 45 нагнетательных скважин.

На месторождении для оснащения устьев нагнетательных скважин используется арматура на рабочее давление 21 МПа. Для закачки воды в пласт применяется НКТ диаметром 73 мм. Для регулирования расхода воды на 24 скважинах установлены штуцеры.

Опыт эксплуатации трубопроводных сетей показывает, что уже после 8–10 лет их эксплуатации наблюдается, вследствие коррозионного воздействия воды и «усталости» металла стенок труб водоводов, значительное увеличение числа порывов водоводов.

Учитывая то, что большинство водоводов системы ППД имеют срок службы 10 и более лет, в настоящее время необходимо проведение выборочного ремонта и замены наиболее важных участков трубопроводов.

Техника, приборы и оборудование, применяемые при гидродинамических исследованиях скважин

В настоящее время отечественное и зарубежное приборостроение стало развиваться на качественно новой основе. Разработчики новых приборов отказались от привычных механических схем регистрации одного параметра. В основу современных средств измерения положены микропроцессорные системы (однокристалльные ЭВМ), что позволило разработать ряд автономных скважинных приборов, позволяющих регистрировать комплекс параметров — давление и температуру. Регистрация производится в виде электрического сигнала в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ), снабжённом дополнительным источником питания, что позволяет повысить надёжность хранения информации при длительных исследованиях. Считывание первичной информации из ОЗУ в компьютер производится через стандартный последовательный порт (COM), что существенно упрощает процесс считывания, исключая субъективную погрешность интерпретатора. Отсутствие механических элементов позволяет уменьшить вероятность несрабатывания прибора. Недостатком является ограничение применения по температуре, обусловленное используемыми полупроводниковыми устройствами и элементами питания.

Преобразователь давления и температуры измерительный автономный АМТ-08

Манометр-термометр автономный АМТ-08 предназначен для регистрации значений давления и температуры по стволу скважины и (или) изменения их во времени в любой его точке, например, на забое при снятии кривой восстановления давления. Полученная измерительная информация считывается из манометра в компьютер через его стандартный последовательный порт и записывается на жёсткий диск или дискету. После этого данные могут быть представлены в виде таблицы или графика на экране компьютера в полном формате или в виде детализированных фрагментов и могут быть распечатаны на принтере. В данной модификации манометра информация сохраняется более года не только при кратковременных перерывах в питании, но и вообще при отсутствии элементов в батарейном отсеке.

АМТ может спускаться в скважину на трубах, каротажном кабеле или скребковой проволоке. Он может быть также использован для контроля давления в наземных гидравлических системах.

АМТ питается от шести гальванических элементов отечественного или зарубежного производства размера АА (диаметр 14, длина 50 мм). Интервал рабочих температур элементов питания не должен быть уже интервала рабочих температур (от минус 20 до плюс 90 °С). По специальному заказу изготавливаются манометры с расширенным интервалом температур (от минус 40 до 125 °С).

Технические данные автономного манотермометра АМТ-08 приведены в таблице 2.

Манотермометр осуществляет преобразование давления и температуры в цифровые коды, которые фиксируются в его электронной памяти — оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ).

Включение манотермометра может производиться как вручную, непосредственно на скважине, так и от компьютера.

Манотермометр может работать в нескольких режимах, отличающихся частотой регистрации, характером исследований и продолжительностью работы.

Таблица 2 — Технические характеристики АМТ-08

Наименование параметра	Значение параметра
Пределы измерения давления, МПа	0 ... 16, 0 ... 25, 0 ... 40, 0 ... 60, 0 ... 100
Допускаемая приведённая погрешность измерения давления, %	0,25
Разрешающая способность канала давления, МПа	0,002
Пределы измерения температуры, °С	– 20 ... + 85 или — 20 ... + 125
Допускаемая приведенная погрешность измерения температуры, %	0,25
Разрешающая способность канала температуры, °С	0,01
Минимальная дискретность измерения, с	1
Количество точек регистрации в режиме измерения – давления – давления и температуры	40960 20480
Время непрерывной работы при максимальной дискретности не менее, сут.	20
Напряжение питания в автономном режиме	6 В (4 элемента 1,5 В размера АА)
Габаритные размеры, мм – диаметр – длина	32 (25) 1200
Масса, кг	4,5

Считывание информации из манотермометра в компьютер осуществляется через стандартные последовательные порты COM1, COM2, COM3 или COM4.

Программное обеспечение манотермометра позволяет

- задавать режим работы, дискретность измерения и время включения в режим измерения после включения манотермометра в работу;
- проверять состояние элементов питания и содержимое памяти;
- переписывать информацию на жёсткий диск или дискету;
- просматривать и распечатывать зарегистрированные значения давления и температуры в виде таблиц или графиков в различных масштабах;
- обрабатывать кривые восстановления давления и поинтервальный замер.

Уровнемер «СУДОС»

В процессе исследования скважин механизированного фонда большие затруднения возникают при замере забойного и пластового давлений, что объясняется невозможностью спуска скважинных манометров на забой через НКТ. Замеряют забойные давления лифтовыми манометрами с местной многочасовой записью, которые подвешивают на приёме насоса. Поскольку замеры забойных давлений лифтовыми манометрами связаны с необходимостью четырёхразового спуска и подъёма НКТ со штангами, эти исследования проводят редко, выборочно только на отдельных скважинах с целью контроля данных, полученных другими методами.

Более часто исследования скважин проводят путём наблюдения за изменением динамического уровня, положение которого определяется с помощью эхолота. Этот метод основан на принципе измерения скорости распространения звуковой волны в газовой среде, отражённой от уровня жидкости в межтрубном пространстве (рис. 2).

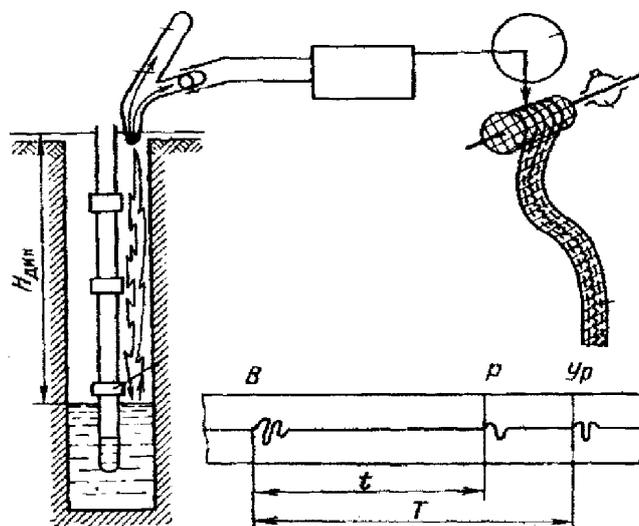


Рис. 2. Схема волнометрирования скважины

В настоящее время Томским научно-производственным объединением «СИАМ» были разработаны приборы замера на устье скважины статических и динамических уровней — «СУДОС-мини плюс» (рис. 3) и «СУДОС-автомат».

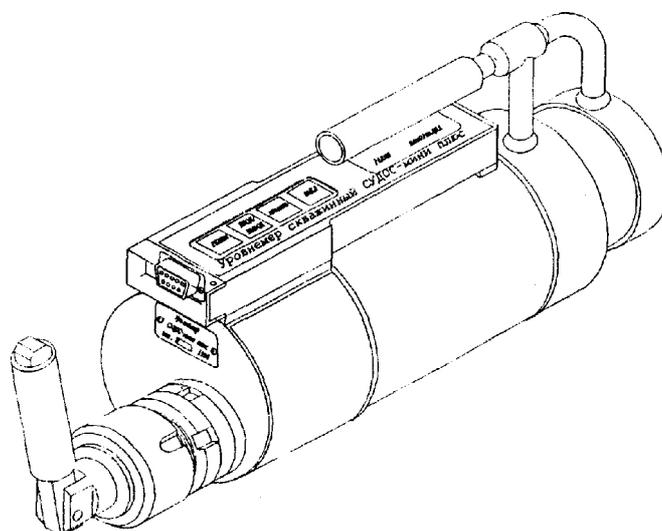


Рис. 3. Уровнемер-динамограф «СУДОС-мини плюс»

Приборы комплексного контроля — автономные носимые приборы со встроенным аккумулятором и цифровой индикацией результатов — обеспечивают совмещение функций контроля уровня (скважинный уровнемер) и контроля работы ШГНУ (динамограф).

Основу уровнемера-динамографа «СУДОС-мини плюс» составляет уровнемер скважинный «СУДОС-мини», дополнительно оснащённый накладным на полированный шток датчиком нагрузки и положения типа ДПН-Н с разъёмным кабельным подключением к блоку уровнемера.

Основные технические характеристики уровнемера-динамографа «СУДОС-мини плюс» представлены в таблице 3.

Таблица 3 — Технические характеристики «СУДОС-мини плюс»

Наименование параметра	Значение параметра
Диапазон контролируемых уровней, м	20–3000
Диапазон контролируемых давлений газа, МПа	0–10
Диапазон контролируемых нагрузок (датчик ДПН-Н), кгс	0–20000
Емкость энергонезависимой памяти	149 измерений уровня 39 динамограмм
Дискретность контроля уровня, м	1
Дискретность контроля давления, МПа	0,01
Дискретность контроля нагрузок (датчик ДПН-Н), кг	20
Время непрерывной работы, час	14
Рабочий диапазон температур, °С	– 40 ... + 50
Масса (с датчиком нагрузки), кг	4,2

Функциональные возможности:

- определение и индикация численного значения уровня в затрубном пространстве;
- замеры динамических уровней;
- замеры статических уровней;
- снятие динамограмм;
- снятие кривых восстановления уровней (КВУ);
- регистрация затрубного давления на устье скважины.

Последних два режима можно снимать без участия человека (только прибором «СУДОС-автомат»).

Визуализация результатов исследований:

- на встроенном символьном индикаторе;
- распечатка на микропринтере;
- вывод данных через стандартный последовательный порт на компьютер в базу данных.

Отличительной особенностью уровнемера «СУДОС-мини плюс» и «СУДОС-автомат» является их моноблочное исполнение. При отсутствии измерительных кабелей и существенном уменьшении массы и габаритов это обеспечивает следующие явные преимущества:

- повышение надёжности работы;
- удобство в работе и высокая оперативность проведения исследований;
- удобство при переноске и транспортировании;
- вибро-ударопрочное исполнение.

Кроме того, в уровнемере «СУДОС-мини плюс» и «СУДОС-автомат» применен обновленный адаптивный алгоритм обработки сигнала и вычисления уровня жидкости, что существенно повышает достоверность результатов контроля.

В едином корпусе уровнемера «СУДОС-мини плюс» и «СУДОС-автомат» смонтированы электронный блок, датчики давления и акустического сигнала, съёмный выпускной клапан, цифровой индикатор режимов и результатов измерения, клавиатура управления, аккумулятор питания с повышенной удельной ёмкостью, интерфейс связи с микропринтером и компьютером, встроенное зарядное устройство. Для удобства в работе клавиатура и индикатор расположены на поворотном пульте.

Устройство контроля скорости звука УИС-1 «Резонанс»

Прибор УИС-1 «Резонанс» предназначен для измерения скорости распространения импульса давления (скорости звука) в газовой среде межтрубного пространства скважин.

Прибор разработан в НПП «Сигма» (г. Казань) по заданию отдела по контролю за разработкой нефтяных месторождений и исследовательских работ управления по разработке нефтяных месторождений аппарата управления ОАО «Сургутнефтегаз» и предназначен для эксплуатации на нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

На рисунке 4 представлена конструкция прибора УИС-1 «Резонанс».

Основу устройства составляет цилиндрический акустический резонатор 1 с базовой длиной 125 мм. Акустический резонатор выполнен по однокамерной схеме, в качестве приёмника 2 (микрофон) и возбuditеля 3 (излучатель) акустических колебаний используются пьезокерамические дисковые преобразователи.

К скважине прибор подсоединяется через корпус с впускным вентиляем 9. Газ поступает внутрь защитного кожуха 13, разделённого перегородкой 8 на две части. Из кожуха газ межтрубного пространства через газообменную трубку 4 заполняет полость резонатора и через отверстие 11 выходит во вторую половину защитной оболочки. Выпуск газа из резонатора осуществляется через вентиль 10.

Дренажный вентиль 18 предназначен для стравливания газа из соединительной муфты 19 при закрытом впускном вентиле 9.

Резонатор покрыт слоем теплоизоляции 12, обеспечивающим уменьшение теплообмена между газом, заполняющим полость резонатора, и внешней средой.

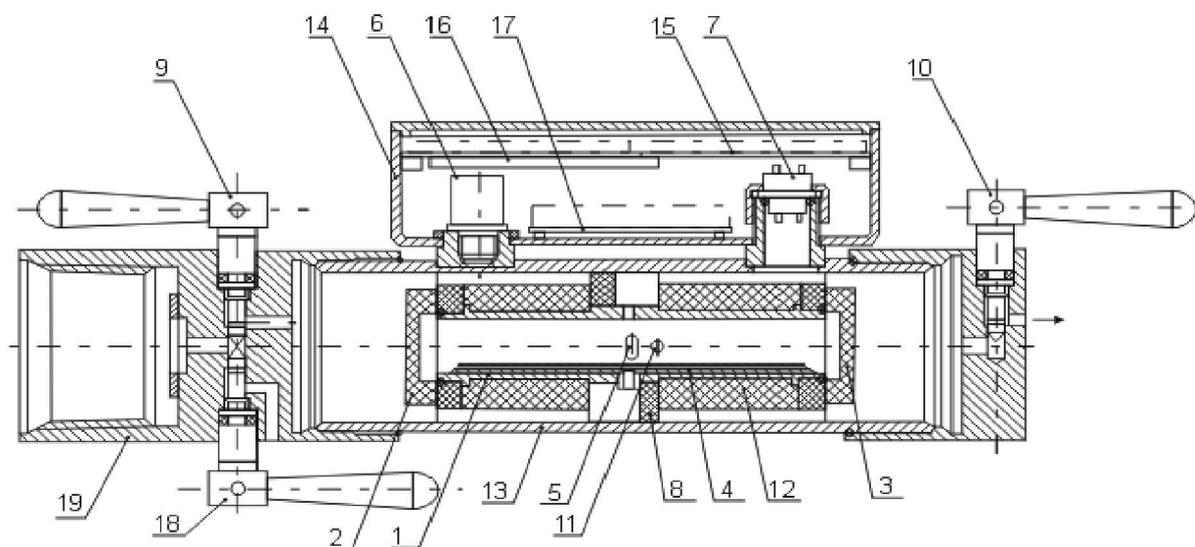


Рис. 4. Устройство контроля скорости звука «Резонанс»:

- 1 — акустический резонатор; 2 — микрофон; 3 — излучатель; 4 — газообменная трубка; 5 — термодатчик;
 6 — тензопреобразователь; 7 — термоввод; 8 — перегородка; 9 — впускной вентиль;
 10 — выпускной вентиль; 11 — выходное отверстие; 12 — термоизолятор; 13 — защитный кожух;
 14 — корпус электронных плат; 15 — плата контроля скорости звука;
 16 — плата контроля давления, температуры; 17 — плата питания;
 18 — дренажный вентиль; 19 — муфта присоединительная

Контроль температуры в резонаторе осуществляется термодатчиком 5 (вольфрамовый терморезистор), давление внутри резонатора контролируется тензодатчиком давления 6.

К боковой поверхности защитного кожуха крепится корпус электронных плат 14, включающий в себя электронную плату питания 17, плату контроля температуры и давления 16, плату контроля скорости звука 15.

На плате контроля температуры и давления и плате контроля скорости звука размещены цифровые индикаторы, с помощью которых результаты измерения представляются оператору в следующих единицах: температура — °С, давление — кгс/см², скорость звука — м/с.

Манометр-термометр универсальный МТУ-04

МТУ-04 предназначен для регистрации значений давления и температуры жидкостей и газов на различных технологических установках, как в составе систем телемеханики, так и в автономном варианте. При гидродинамических исследованиях применяется для снятия кривых падения давления (КПД) в нагнетательных скважинах. Технические характеристики МТУ-04 представлены в таблице 4.

Таблица 4 — Технические характеристики МТУ-04

Наименование параметра	Значение параметра
Пределы измерения давления, МПа	0 ... 16, 0 ... 25, 0 ... 40, 0 ... 60, 0 ... 100
Допускаемая приведенная погрешность измерения давления, %	0,25
Разрешающая способность канала давления, МПа	0,001
Пределы измерения температуры, °С	- 40 ... + 100
Абсолютная погрешность измерения температуры, °С	0,25
Разрешающая способность канала температуры, °С	0,01
Ёмкость памяти встроенного ОЗУ, точек измерения	40960
Минимальный период измерения, с	2
Напряжение питания в автономном режиме	6 В (4 элемента 1,5 В размера АА)
Масса, кг	0,4

В конструкции прибора предусмотрено запоминающее устройство. Полученная измерительная информация считывается из манотермометра в компьютер через его стандартный последовательный порт. В проведённых исследованиях прибор подключался на устье скважины и регистрировал буферное давление с заданной заранее дискретностью (в среднем 30 секунд) в течение приблизительно двух суток.

Сведения о наличии и использовании спецтехники, приборов и оборудования для исследования скважин в НИО промышленных исследований представлены в таблице 5.

Таблица 5 — Приборы и оборудование НИО промышленных исследований

№ п/п	Наименование спецтехники, прибора	Кол-во, шт.
1	Установка для исследования скважин ЛС-6	1
2	Манометр глубинный фирмы «KUSTER КЗ»	12
3	Пробоотборник глубинный фирмы «KUSTER»	10
4	Устройство контроля скорости звука «Резонанс»	2
5	Уровнемер «Сигма»	4
6	Уровнемер «СУДОС-автомат»	3
7	Уровнемер-динамограф «СУДОС-мини плюс»	1
8	Манометр-термометр автономный АМТ-07	4
9	Манометр-термометр автономный АМТ-08	20
10	Манометр-термометр универсальный МТУ-04	2

Литература:

1. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01). – М., 2002.
2. Регламент проведения контроля за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» промышленно-гидродинамическими методами. – Тюмень, 1999.
3. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям насосных скважин. — Сургут, 1995.
4. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000.
5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М. : Недра, 1973.
6. Отчёт о научно-исследовательской работе «Исследование особенности распространения звуковой волны в затрубном пространстве механизированного фонда скважин ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут, 2002.

7. Отчёт о научно-исследовательской работе «Исследование, интерпретация и обработка результатов по скважине № 3022 Восточно-Сургутского месторождения». – Сургут, 2000.

References:

1. Methodical instructions on a kompleksirovaniye and staging of performance of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and oil and gas fields (RD 153-39.0-109-01). – M, 2002.
2. Regulations of monitoring procedure behind development of oil and oil and gas fields of JSC Surgutneftegas trade гидродинамическими by methods. – Tyumen, 1999.
3. Temporary guide to hydrodynamic researches of pump wells. — Surgut, 1995.
4. Hisamov R.S., Suleymanov E.I. Hydrodynamic researches of wells and methods of processing of results of measurements. – M. : JSC VNIIOENG, 2000.
5. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Hydrodynamic methods of research of wells and layers. – M. : Subsoil, 1973.
6. The report on research work «Research of feature of distribution of a sound wave in annular space of the mechanized well stock of JSC Surgutneftegas». – Surgut, 2002.
7. Report on research work «Research, interpretation and processing of results on a well No. 3022 of the East Surgut field». – Surgut, 2000.