

13. Лебедев М.Б., Усачев Е.Ю., Чумаков Д.М., Касьянов В.А., Касьянов С.В., Сидуленко О.А., Штейн М.М., Чахлов С.В. Установка для рентгеновского контроля крупногабаритных объектов (грузовых и легковых автомобилей, контейнеров для морских и авиаперевозок) // Неразрушающий контроль и техническая диагностика в промышленности: материалы 6-й Международной конференции. – Москва, 15–17 мая 2007. – М.: Машиностроение, 2007. – С. 69–71.

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ ЭКСПРЕССНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ И НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

*Ю.А. Волченко, О.Т. Нургалиев
г. Томск, Россия*

Описаны новые информационно-измерительные системы для экспрессного неразрушающего контроля процессов бурения и цементирования нефтегазопромисловых и нефтегазоразведочных скважин, по ряду параметров контроля превосходящие все известные отечественные и зарубежные аналоги. Приведены результаты их опытно-промышленной эксплуатации на территории Российской Федерации.

При строительстве эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ на качество работ определяющее влияние оказывают свойства бурового раствора, на котором производится бурение скважин, качество подготовки и проверки обсадных труб перед спуском в скважину, а также качество цементирования обсадных колонн. Современные исследования показали, что когда контроль за параметрами бурового раствора осуществляет лаборант путем отбора проб и анализа их на существующих для полевых условий приборах отечественного или импортного производства, то в лучшем случае только 30 % времени от общего времени прокачивания бурового раствора через скважину параметры этого раствора находятся под контролем. Для успешного и качественного проведения процесса бурения скважины необходимо в течение всего времени прокачивания раствора через скважину экспрессно (через каждые 5–10 мин) измерять, а затем поддерживать в заданных пределах следующие параметры бурового раствора: плотность, водоотдачу, концентрацию твердых частиц в растворе, вязкость, степень засоленности раствора, температуру, расход раствора через скважину. Однако лучшие отечественные (Разрез-2, Геотек, Геофит) контрольно-измерительные комплексы решают эту задачу только частично, так как не измеряют водоотдачу, вязкость, концентрацию твердых частиц в растворе, а плотность раствора измеряют только в приемной емкости и с достаточно большой погрешностью. Лучшие зарубежные комплексы (Geoservices, Schlumberger, Martin-Deker) также не измеряют водоотдачу, вязкость и концентрацию твердых частиц в растворе, однако, в отличие от вышеупомянутых отечественных комплексов, позволяют оценить качество промывки скважины после спуска обсадной колонны за счет экспрессного контроля плотности бурового раствора в манифольде и желобе с помощью гамма-плотномеров [1, 2, 3].

Полностью задачу контроля параметров раствора в процессе бурения скважин решает информационно-измерительный комплекс КИБР, разработанный нами по техническому заданию ОАО «Томскгазпром» и успешно испытанный в 1998 г. на Мыльджинском газоконденсатонефтяном месторождении. Отличительной особенностью комплекса КИБР является измерение водоотдачи, вязкости и степени засоленности раствора в мерной емкости, а также измерение плотности и концентрации твердых частиц непосредственно в манифольде, же-

лобе и в трубопроводе после системы очистки. Это позволяет вскрывать продуктивный пласт при оптимальных величинах водоотдачи, вязкости и плотности раствора и обеспечивать качественную промывку скважины перед цементированием обсадной колонны. Конструктивно комплекс КИБР состоит из датчиков плотности, массовой доли жидкой фазы, вязкости, температуры, расхода, газосодержания, засоленности раствора, подключенных к концентратору с встроенным микропроцессором, который, в свою очередь, подключен к персональному компьютеру, управляющему работой комплекса. Индикаторные линейки, входящие в состав комплекса, обеспечивают оперативную информацию персоналу буровой бригады для контроля за качеством приготовления раствора. Комплекс КИБР может быть включен в локальную компьютерную сеть любого из вышеперечисленных информационно-измерительных комплексов процесса бурения скважин и устранить присущие им недостатки [2]. Схема установки датчиков комплекса КИБР на буровой приведена на рис. 1.

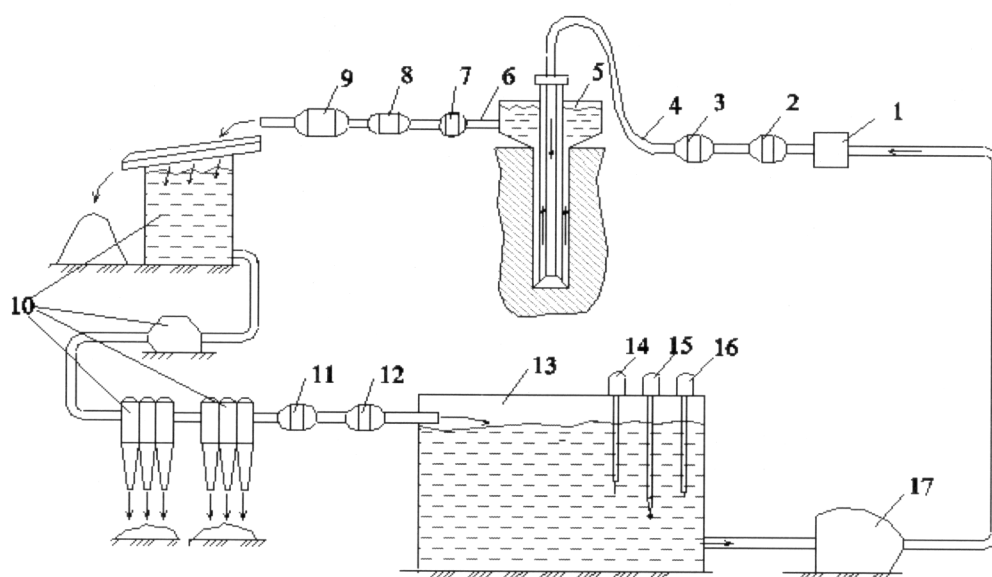


Рис. 1. Схема установки датчиков комплекса КИБР на буровой:
1 – датчик расхода; 2, 7, 11 – датчики плотности; 3, 8, 12 – датчики массовой доли жидкой фазы; 4 – манифольд; 5 – устье скважины; 6 – желоб; 9 – датчик общего газосодержания; 10 – система очистки раствора; 13 – мерник; 14 – датчик температуры; 15 – датчик степени минерализации; 16 – датчик вязкости; 17 – растворонасос

Перечень параметров, измеряемых комплексом КИБР, их диапазоны и погрешности приведены в табл. 1.

Основные технические характеристики комплекса КИБР

Контролируемые параметры	Диапазон измерения	Основная погрешность
1	2	3
Плотность на входе/выходе скважины	(0,8–2,5) г/см ³	± 0,01 г/см ³
Массовая доля жидкой фазы на входе/выходе скважины	(40–100) %	± 1,0 %(абсол.)
Массовая доля твердой фазы на входе/выходе скважины	(0–100) %	± 1,5 %(абсол.)

1	2	3
Расход на входе / выходе скважины	(0–100) л/с	$\pm 1,5 \%$
Водоотдача раствора	(4–20) см ³	$\pm 1 \text{ см}^3$
Засоленность раствора	(0–150) г/л	$\pm 1 \text{ г/л}$
Температура	(0–80) °C	$\pm 0,5 \text{ °C}$
Вязкость условная	(15–120) с	$\pm 1,5 \text{ с}$
Газосодержание раствора	(0–10) %	$\pm 0,6 \%$ (отн.)
Температура окружающей среды для датчиков плотности, массовой доли жидкой фазы, газосодержания и расхода	(–45 – +45) °C	
Температура окружающей среды для датчиков водоотдачи, вязкости, степени засоленности и температуры раствора	(0–45) °C	
Температура окружающей среды для пульта бурильщика	(–45 – +45) °C	
Температура окружающей среды для компьютера	(10–35) °C	

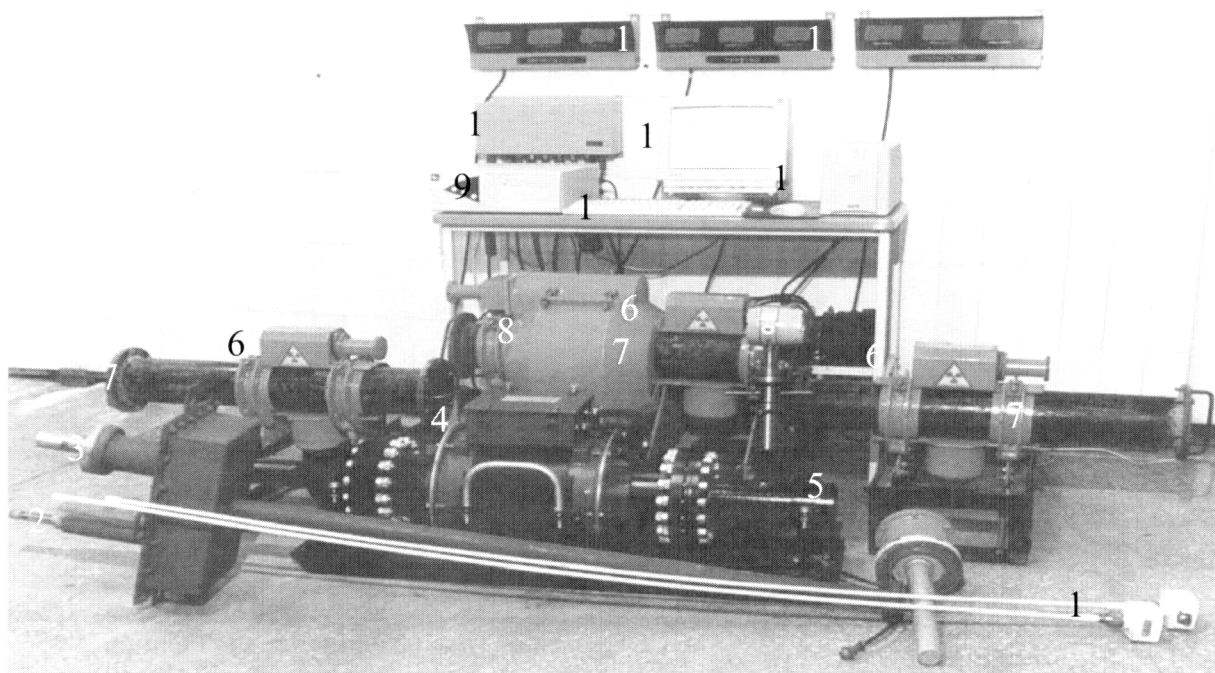


Рис. 2. Комплекс технических средств экспрессного контроля параметров бурового раствора в процессе бурения нефтегазопромысловых и нефтегазоразведочных скважин «КИБР»:

- 1 – датчики уровня, 2 – датчик температуры, 3 – датчик вязкости, 4 – датчик расхода, 5 – датчик степени засоленности, 6 – датчики плотности и массовой доли жидкой фазы, 7 – эквивалентные меры, 8 – датчик общего газосодержания, 9 – системный блок компьютера, 10 – клавиатура, 11 – монитор, 12 – блок бесперебойного питания, 13 – концентратор, 14 – цифровые индикаторы

На базе комплекса КИБР разработан комплекс КИБР-1М, который решает проблему контроля процесса бурения скважин, включая экспрессный контроль параметров бурового раствора без отбора проб и технических параметров бурения. Схема установки датчиков комплекса КИБР-1М приведена на рис. 3.

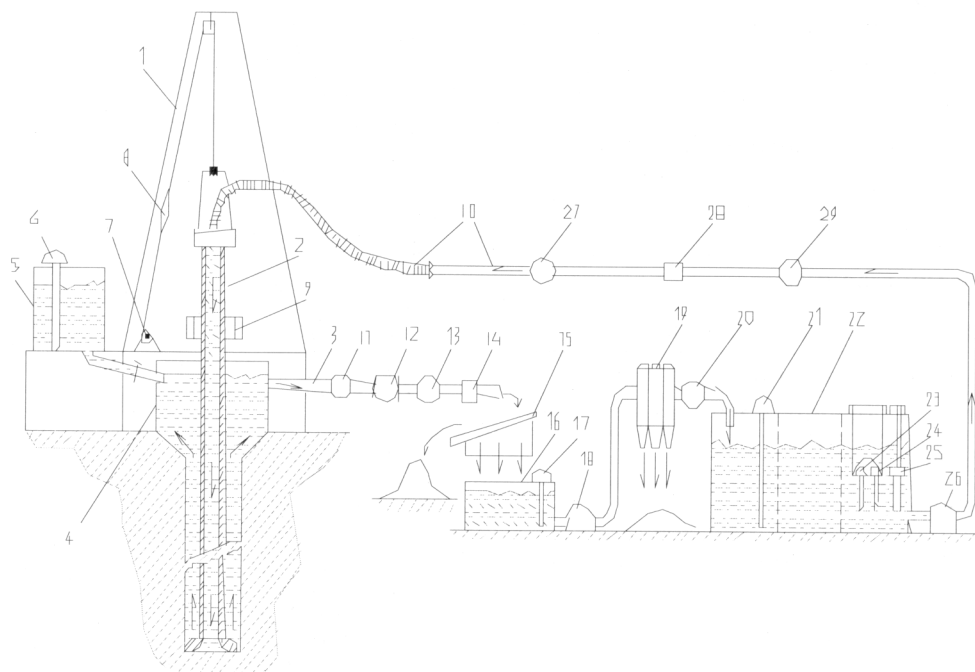


Рис. 3. Схема установки датчиков комплекса КИБР-1М на буровой:

- 1 – буровая вышка; 2 – буровая колонна; 3 – желоб; 4 – устье скважины;
 5 – доливочная емкость; 6 – уровнемер; 7 – датчик оборотов лебедки; 8 – датчик натяжения неподвижной ветви каната талевого блока; 9 – датчик величины момента свинчивания;
 10 – труба манифольда; 11 – датчик общего газосодержания; 12 – датчик уровня раствора в желобе; 13 – датчик плотности раствора; 14 – датчик расхода (из скважины);
 15 – вибросито; 16 – емкость ЦСГО; 17 – уровнемер; 18 – иламовый насос;
 19 – пескоилоотделитель; 20 – датчик плотности раствора; 21 – уровнемер;
 22 – емкость приема и подготовки раствора; 23 – датчик температуры;
 24 – датчик вязкости; 25 – датчик засоленности раствора; 26 – растворонасос;
 27 – датчик давления; 28 – датчик расхода (на входе); 29 – датчик плотности раствора

Перечень параметров, измеряемых комплексом КИБР-1М, их диапазон и погрешности приведены в табл. 2.

Конструкция датчиков плотности, датчика общего газосодержания и датчика засоленности, содержащих радиоизотопные источники гамма-квантов и нейтронов, обеспечивает их радиационную безопасность при использовании на буровой в соответствии с «Основными санитарными правилами обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)».

Таблица 2

Основные технические характеристики КИБР-1М

Контролируемые параметры	Диапазон измерения	Основная погрешность
1	2	3
Вес на крюке	(0–150) т	± 1,5 %
Нагрузка на долото	(0–150) т	± 1,5 %

1	2	3
Плотность раствора на входе/выходе скважины и после очистки	(0,8–2,5) г/см ³	± 0,01 г/см ³
Расход на входе	(0–100) л/с	± 1,5 л/с
Расход на выходе (из скважины)	(0–100) л/с	± 4 %
Уровни раствора в приемной и доливочной емкостях, в емкости ЦСГО	(0–100) %	± 2,5 % (абсол.)
Момент свинчивания труб	(0–4) Мпа	± 1 %
Давление в манифольде	(0,1–25) Мпа	± 1 %
Положение крюка над столом ротора	(0–30) м	± 1 %
Положение нижнего конца колонны бурильных или обсадных труб над забоем	(0–3500) м	± 0,1 %
Глубина скважины	(0–3500) м	± 0,1 %
Скорость бурения	(0–100) м/час	± 1 %
Скорость движения колонны бурильных или обсадных труб	(0–100) м/с	± 2 %
Водоотдача раствора	(4–20) см ³	± 1 см ³
Вязкость эффективная	(1–25) мПа·с	± 2,5 % (привд.)
Вязкость условная	(15–50) с	± 1 с
Уровень раствора в желобе	(0–100) %	± 2,5 % (абсол.)
Засоленность раствора	(0–100) г/л	± 1 г/л
Газосодержание раствора (из скважины)	(0–20) %	± 0,6 % (отн.)
Температура раствора (в прием. емкости)	(0–100) °С	± 0,5 °С

Для осуществления контроля за качеством крепления скважин, по техническому заданию ОАО «Томскгазпром» на базе комплекса КИБР нами разработана компьютеризированная информационно-измерительная станция контроля параметров процесса цементирования скважин КСКЦ-01, которая превосходит ближайший аналог станцию КСКЦ-32 и ее модификации (Украина) за счет того, что обеспечивает экспрессный контроль плотности цементного раствора от каждого цементировочного агрегата с передачей оперативной информации машинистам агрегатов, за счет более высокой точности определения плотности (погрешность не более ±0,02 г/см³) и расхода (погрешность не более 2,0 л/с) цементного раствора, а также за счет отображения параметров процесса цементирования в реальном масштабе времени на дисплее компьютера и записи информации о процессе цементирования на жесткий диск и дискету. Схема установки датчиков станции КСКЦ-01 при способе цементирования с использованием осреднительной емкости приведена на рис. 4.

Основные технические характеристики станции КСКЦ-01 приведены в табл. 3.

Пилотный образец станции КСКЦ-01 изготовлен по договору для ОАО «Томскгазпромгеофизика» и смонтирован на шасси автомобиля ЗИЛ-131, который показан на рис. 5.

Общий вид оборудования станции КСКЦ-01, установленного в КУНГе автомобиля ЗИЛ-131, приведен на рис. 6.

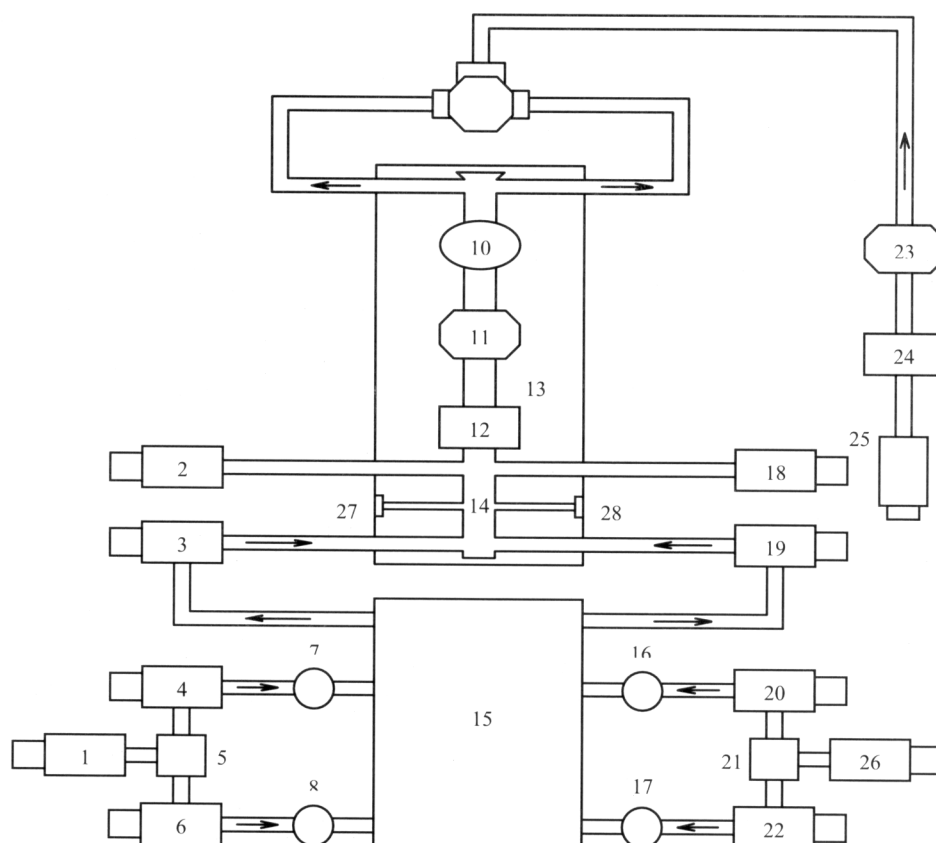


Рис. 4. Схема установки датчиков станции КСКЦ-01 в технологической линии цементирования скважин: 1, 26 – цементномесительная машина типа 2СМН-20; 2, 18 – цементировочные агрегаты типа ЦА-320М для продавливания раствора через скважину; 3, 19 – цементировочные агрегаты типа ЦА-320М для подачи раствора в манифольд; 4, 6, 20, 22 – цементировочные агрегаты типа ЦА-320М для затворения цементного раствора; 5, 21 – гидроактиваторы; 7, 8, 16, 17 – гамма-плотномеры; 9 – цементировочная головка; 10 – гамма-плотномер; 11, 23 – датчики давления типа «Сапфир»; 12, 24 – расходомеры РГР-100; 13 – блок манифольда 1БМ-700; 14 – манифольд; 15 – осреднительная емкость типа УСО-15; 25 – цементировочный агрегат типа ЦА-320М для пуска пробки; 27, 28 – заглушки

Таблица 3

Основные технические характеристики компьютеризированной станции
экспрессного контроля процесса цементирования скважин КСКЦ-01

Число датчиков плотности на трубопроводы с внешним диаметром 60 мм, шт.	4
Число датчиков плотности на трубопроводы с внешним диаметром 114 мм, шт.	1
Число датчиков расхода типа РГР-100, шт.	2
Число датчиков давления типа «Сапфир», шт.	1
Длина соединительных кабелей, м	50
Температура окружающей среды для всех типов датчиков, °С	-45 ÷ +45
Температура окружающей среды для концентратора и персонального компьютера, °С	10 ÷ 35
Диапазон измерения плотности, г·см ⁻³	0,8 ÷ 2,5
Основная погрешность измерения плотности, г·см ⁻³	±0,02
Диапазон измерения расхода, л·с ⁻¹	0 ÷ 100
Основная погрешность, л·с ⁻¹	±2,0
Диапазон измерения давления, кгс·см ⁻³	0 ÷ 300
Основная погрешность, кгс·см ⁻³	±5,0



Рис. 5. Автомобиль ЗИЛ-131 с КУНГом, в котором размещены пультовая и технологический отсек для установки оборудования станции КСКЦ-01

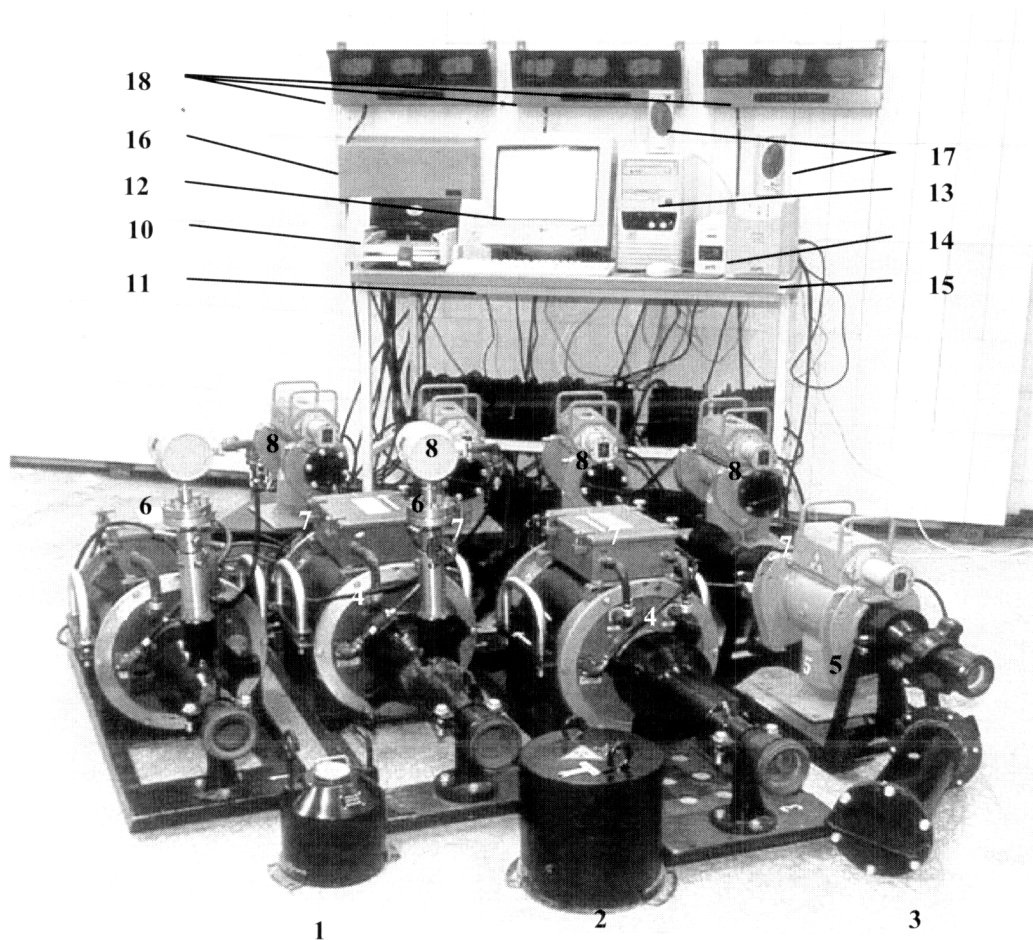


Рис. 6. Основное оборудование станции КСКЦ-01: 1 – контейнер переносной; 2 – контейнер транспортный; 3 – эквивалентная мера диаметром 114 мм; 4 – датчики расхода; 5 – датчик плотности на трубу диаметром 114 мм; 6 – датчики давления; 7 – эквивалентные меры диаметром 60 мм; 8 – датчики плотности на трубу диаметром 60 мм; 9 – кабельное хозяйство; 10 – принтер; 11 – клавиатура компьютера; 12 – монитор; 13 – системный блок компьютера; 14,15 – блоки бесперебойного питания; 16 – концентратор; 17 – звуковые колонки; 18 – цифровые индикаторы

Пилотный образец станции КСКЦ-01 передан ОАО «Томскгазпромгеофизика» в опытно-промышленную эксплуатацию на Мыльджинском газоконденсатонефтяном месторождении ОАО «Томскгазпром» в марте 2000 г. и в настоящее время успешно применяется для контроля цементирования обсадных колонн при строительстве промысловых скважин на Мыльджинском и Северо-Васюганском месторождениях ОАО «Томскгазпром».

Второй экземпляр станции КСКЦ-01 передан в эксплуатацию в январе 2001 г. ОАО «Томскнефтегеофизика» ВНК ЮКОС и используется для контроля цементирования обсадных колонн при строительстве промысловых скважин на Крапивинском и Игольско-Таловом месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК ЮКОС.

Третий экземпляр станции КСКЦ-01 изготовлен для ОАО «Буровая компания «Пурнефтегазгеология» и используется с октября 2002 г. для контроля цементирования обсадных колонн промысловых и разведочных скважин на месторождениях Пуровского района Ямало-Ненецкого национального округа.

Для контроля качества цементирования скважин с помощью мощных цементировочных комплексов («Костромич» и др.), где достаточно одной точки контроля параметров цементирования (плотность, расход, давление) в напорном трубопроводе, идущем на цементировочную головку, нами разработана мобильная станция КСКЦ-02 на базе автомобиля – вездехода типа УАЗ-3741, общий вид оборудования которой показан на рис. 7, а технические характеристики приведены в табл. 5. Опытная партия из двух таких станций изготовлена «Сибирской геофизической компании» и передана в эксплуатацию в августе 2006 г.

Таблица 4

Основные технические характеристики компьютеризированной станции экспрессного контроля процесса цементирования скважин КСКЦ-02

Число датчиков плотности на трубопроводы с внешним диаметром 60 мм, шт.	1
Число датчиков расхода типа РГР-100, шт.	1
Число датчиков давления типа «Метран 55-ДИ», шт.	1
Длина соединительных кабелей, м	50
Температура окружающей среды для всех типов датчиков, °С	–45 ÷ +45
Температура окружающей среды для концентратора и персонального компьютера, °С	10 ÷ 35
Диапазон измерения плотности, г·см ^{–3}	0,8 ÷ 2,5
Основная погрешность измерения плотности, г·см ^{–3}	±0,02
Диапазон измерения расхода, л·с ^{–1}	0 ÷ 100
Основная погрешность, л·с ^{–1}	±1,5
Диапазон измерения давления, кгс·см ^{–3}	0 ÷ 400
Основная погрешность, кгс·см ^{–3}	±5,0

Для экспрессного анализа керна нефтеносных пород непосредственно на разведочной скважине и шлама нефтеносных пород на промысловой скважине (вместо геохимического модуля) нами разработан и изготовлен для ОАО «ТатНИПИнефть» анализатор керна и шлама нефтеносных пород АНКР-2М общий вид которого представлен на рис. 8, а технические характеристики в табл. 4.

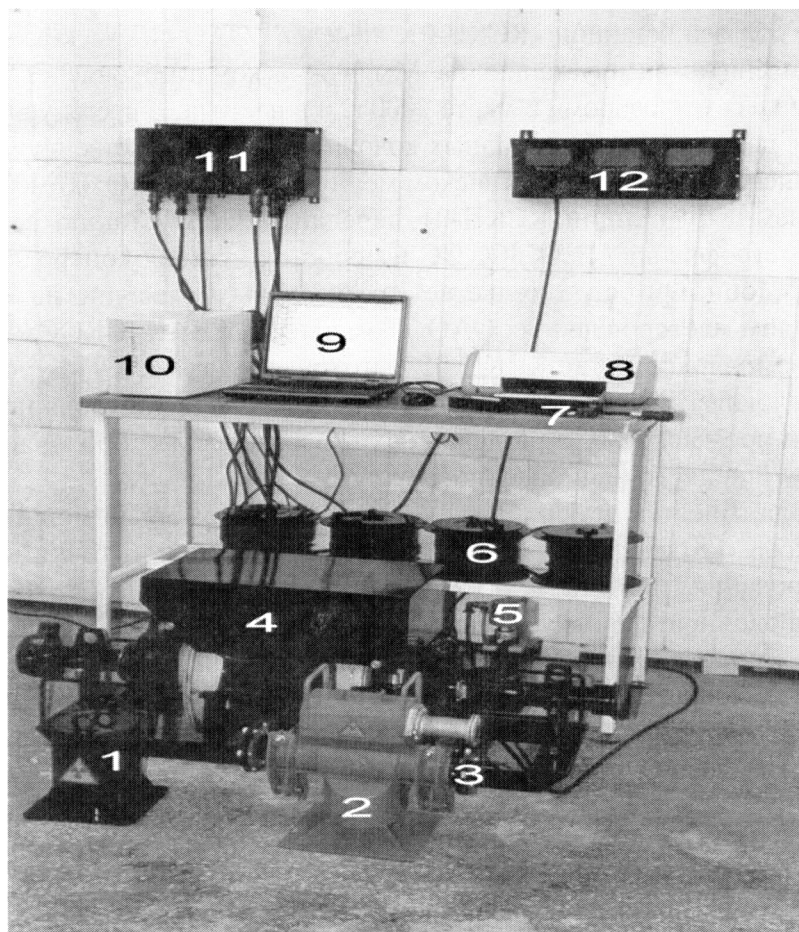


Рис. 7. Основное оборудование станции КСКЦ-02: 1 – контейнер транспортный; 2 – датчик плотности на трубу диаметром 60 мм; 3 – труба с эквивалентной мерой внутри; 4 – датчик расхода (РГР-100); 5 – датчик давления (Метран 55-ДИ); 6 – кабельное хозяйство; 7 – блоки проверки работоспособности измерительных каналов станции (ГРД и ПРВ); 8 – принтер; 9 – ноутбук; 10 – блок бесперебойного питания; 11 – концентратор; 12 – цифровой индикатор

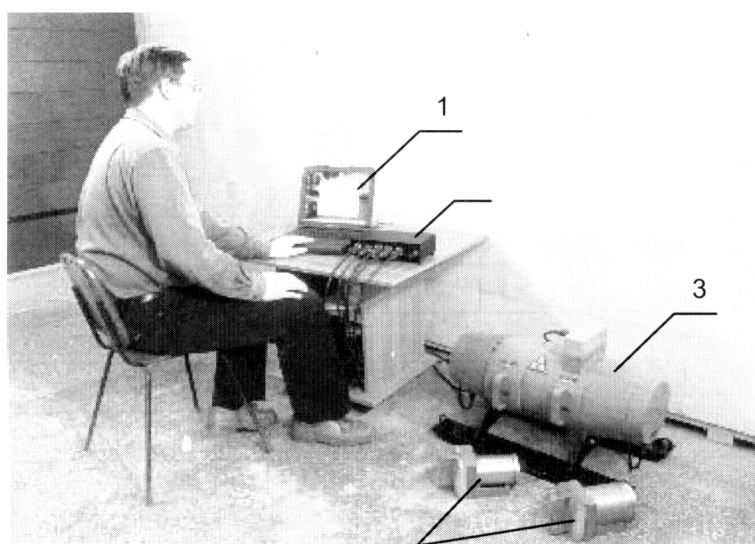


Рис. 8. Общий вид анализатора керна АНКР-2М:
1 – компьютер, 2 – концентратор, 3 – измерительный блок,
4 – держатели с контейнером для керна

Таблица 5

Основные технические характеристики анализатора АНКР-2М

Диаметр анализируемого керна, мм	80, 100
Длина анализируемого керна, мм	120
Минерализация пластовой воды, г/л	10–300
Диапазон измерения суммарного количества нефти и пластовой воды, %	10–40
Основная погрешность (абсолютная), %	0,5
Диапазон измерения количества пластовой воды, %	10–40
Основная погрешность (абсолютная), %	1,0
Диапазон измерения плотности керна, г/см. ³	1,8–3,0
Основная погрешность, г/см. ³	0,01
Диапазон определения коэффициента пористости керна, %	0–40
Основная погрешность, %	1,3
Диапазон измерения минерализации пробы воды, г/л	10–300
Основная погрешность, г/л	1,5
Время на анализ одного керна, мин	не больше 20
Выход источника нейтронов (252-калифорний), нейтр/с	не больше 10 ⁶
Активность источника гамма-квантов (137-цезий), Бк	не больше 3·10 ⁹
Масса анализатора, кг	измерительного блока
	пульта
	не больше 30
	не больше 8

Таким образом, для повышения качества строительства скважин целесообразно использовать комплекс КИБР совместно с отечественными комплексами Разрез-2, Геотек, Геофит и др. либо использовать комплекс КИБР-1М, который решает проблему контроля процесса бурения скважин, включая экспрессный контроль технологических и реологических параметров бурового раствора без отбора проб. Для контроля за процессом цементирования скважин целесообразно использовать станцию КСКЦ-01, которая обеспечивает экспрессный контроль плотности, расхода и давления цементного раствора в напорном коллекторе манифольда типа БМ-700, плотности цементного раствора от 4-х и более цементировочных агрегатов, расхода и давления раствора в линии агрегата для продавливания пробки, передачу оперативной информации о плотности раствора на цифровое табло машинистам цементировочных агрегатов, вычисление объема раствора, закачанного в скважину, отображение параметров процесса цементирования в реальном масштабе времени на дисплее компьютера и записи информации о процессе цементирования на жесткий диск и дискету. Либо использовать станцию КСКЦ-02.

Срок службы данного оборудования составляет 6 лет. Стоимость комплекса КИБР – 6,0 млн рублей, комплекса КИБР-1М – 10,0 млн рублей, станции КСКЦ-01 – 6,0 млн рублей, КСКЦ-02 – 3,5 млн рублей, анализатора АНКР-2М – 2,0 млн рублей. Окупаемость затрат на приобретение этого оборудования не превышает 11 месяцев.

Список литературы

1. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технические исследования в процессе бурения. – М.: Нефть и газ, 1997.
2. Компьютеризированная система оперативного управления технологий бурения скважин ГЕОТЕК. – Саратов.: Изд-во ЗАО «ГЕОТЕХНОЛОГИЯ», 2001.
3. Станция геолого-технологических исследований при бурении скважин «Разрез-2». – Тверь.: Изд-во ЗАО «Тверьгеофизика», 2000.