

Автоматизированный комплекс КИБР-1М для экспрессного неразрушающего контроля технологических параметров процесса бурения нефтегазовых скважин.

**Общество с ограниченной ответственностью
“Научно – производственное предприятие
“Современные технологии и неразрушающий
контроль”**

(ООО “НПП “СОТИНК”)

Директор к.т.н. Волченко Юрий Алексеевич

м.т. 8-913-877-3258

ПРОБЛЕМА

Российские нефтегазовые компании накопили большое количество (**более 10%**) малодебитных скважин и скважин, требующих капитального ремонта. Одной из главных причин такого положения является применение для контроля за процессом бурения несовершенных и морально устаревших систем контроля, как российского, так и зарубежного производства.

Основными недостатками этих систем контроля является то, что они **не умеют экспрессно, без отбора проб измерять основные реологические параметры бурового раствора (водоотдачу, вязкость, % твердой фазы, степень засоленности и истинное газосодержание раствора), а также не могут на ранней стадии (через 5 ÷ 10 минут после начала) обнаруживать проявление продуктивного пласта при его вскрытии и распознавать тип проявления (разгазирование или разбавление раствора).**

Это приводит к тому, что, например в Западной Сибири, новая скважина выходит на плановый дебит через **6 ÷ 8 месяцев**, а также происходят аварии, связанные с неуправляемым выбросом из скважины газа и нефти (взрывом), которые приводят к гибели людей и полному уничтожению буровой установки, а также к необходимости гасить горящий фонтан из газа и нефти, если бурение ведется на суше. При бурении на морском шельфе последствия такой аварии просто ужасны (последний пример – авария в Мексиканском заливе).

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Эту проблему решает комплекс **КИБР-1М**, который обеспечивает экспрессный, неразрушающий контроль технологических параметров процесса бурения нефтегазовых скважин, в том числе контроль без отбора проб основных реологических параметров бурового раствора, а также обнаруживает на ранней стадии проявление вскрываемого продуктивного пласта и распознает тип этого проявления (разгазирование или разбавление бурового раствора). Такие возможности комплекса **КИБР-1М** обеспечиваются его конструкцией и принципом действия, которые защищены нашими **патентами Российской Федерации №2085725, №225856, №2082152, №2085726, №39953**. Комплекс **КИБР-1М** превосходит все известные российские и зарубежные аналоги за счет того, что он обеспечивает экспрессное, без отбора проб (наряду с другими необходимыми технологическими параметрами) определение основных реологических параметров бурового раствора, а также обнаруживает на ранней стадии проявления продуктивного пласта и распознает тип проявления (разгазирование или разбавление бурового раствора).

Применение комплекса КИБР-1М обеспечит выход новой скважины на плановый дебит через 2 ÷ 3 недели, а не через 6 ÷ 8 месяцев, сделает ненужным применение очень дорогой операции гидроразрыва продуктивного пласта на новой скважине, а также позволит избежать аварий, связанных с выбросом газа и нефти из скважины при вскрытии продуктивного пласта.

БИЗНЕС - МОДЕЛЬ

Бизнес, основанный на комплексе КИБР-1М, будет развиваться по двум направлениям, а именно:

1. Продажа комплексов **КИБР-1М** сервисным компаниям, специализирующихся на геофизических услугах при строительстве нефтегазовых скважин.
2. Оказание самостоятельных сервисных услуг по контролю процесса бурения нефтегазовых скважин при их строительстве.

Промежуточная цель данного проекта – занять **по крайней мере 20%** от существующего рынка сервисных услуг по контролю процесса бурения через **5 ÷ 7 лет** после создания и демонстрационных (производственных) испытаний опытного образца комплекса **КИБР-1М**.

На создание, сертификацию и производственные испытания необходимо 36 миллионов рублей. Срок выполнения проекта 1,5 года.

РЫНОК ДЛЯ КОМПЛЕКСА КИБР-1М

В настоящее время на территории России одновременно работает более 600 штук буровых установок, а к 2016 году количество одновременно работающих буровых установок составит около **1500 штук**. К каждой буровой установке “привязан” один комплекс по контролю процесса бурения. При цене за один комплекс **КИБР-1М** порядка 12 миллионов рублей потенциальный объем рынка по продаже этих **комплексов составит около 7,2 миллиардов рублей, а к 2016 году он вырастет до 18 миллиардов рублей**.

Одна буровая установка в год бурит около 22 скважин. За контроль процесса бурения одной скважины платят порядка **1 миллиона рублей**. Следовательно **объем рынка услуг в 2011г. составит 13,2 миллиарда рублей и вырастет к 2016 г. до 33,44 миллиардов рублей**.

Ожидаемая себестоимость изготовления комплекса **КИБР-1М** составляет 8 миллионов рублей. При оказании сервисных услуг с помощью одного комплекса **КИБР-1М** в год можно заработать 22 миллиона рублей, следовательно каждый комплекс окупиться через 0,5 года, а далее в будет приносить прибыль в течении 5,5 лет (срок службы комплекса 6 лет) при эксплуатационных расходах не превышающих **15%** от размера дохода.

В настоящее время у нас уже есть портфель заказов (в виде справок о потребности) на 150 комплексов **КИБР-1М** от таких компаний, как ООО “Газпромгеофизика” (г. Москва), ЗАО “Тюменьпромгеофизика” (г. Мегион), Стрежевской филиал “Сибирской сервисной компании” (г. Стрежевой) при цене за

ПРОДВИЖЕНИЕ НА РЫНОК КОМПЛЕКСА КИБР-1М

Комплекс **КИБР-1М** рассчитан на широкий круг потребителей из нефтегазовой отрасли, выполняющих работы как по эксплуатационному и разведочному бурению скважин, так и занимающихся добычей нефти и газа (имеющих собственные буровое и геофизическое подразделения). Поэтому маркетинговая стратегия в продвижении комплекса к потребителю будет основана на следующих действиях:

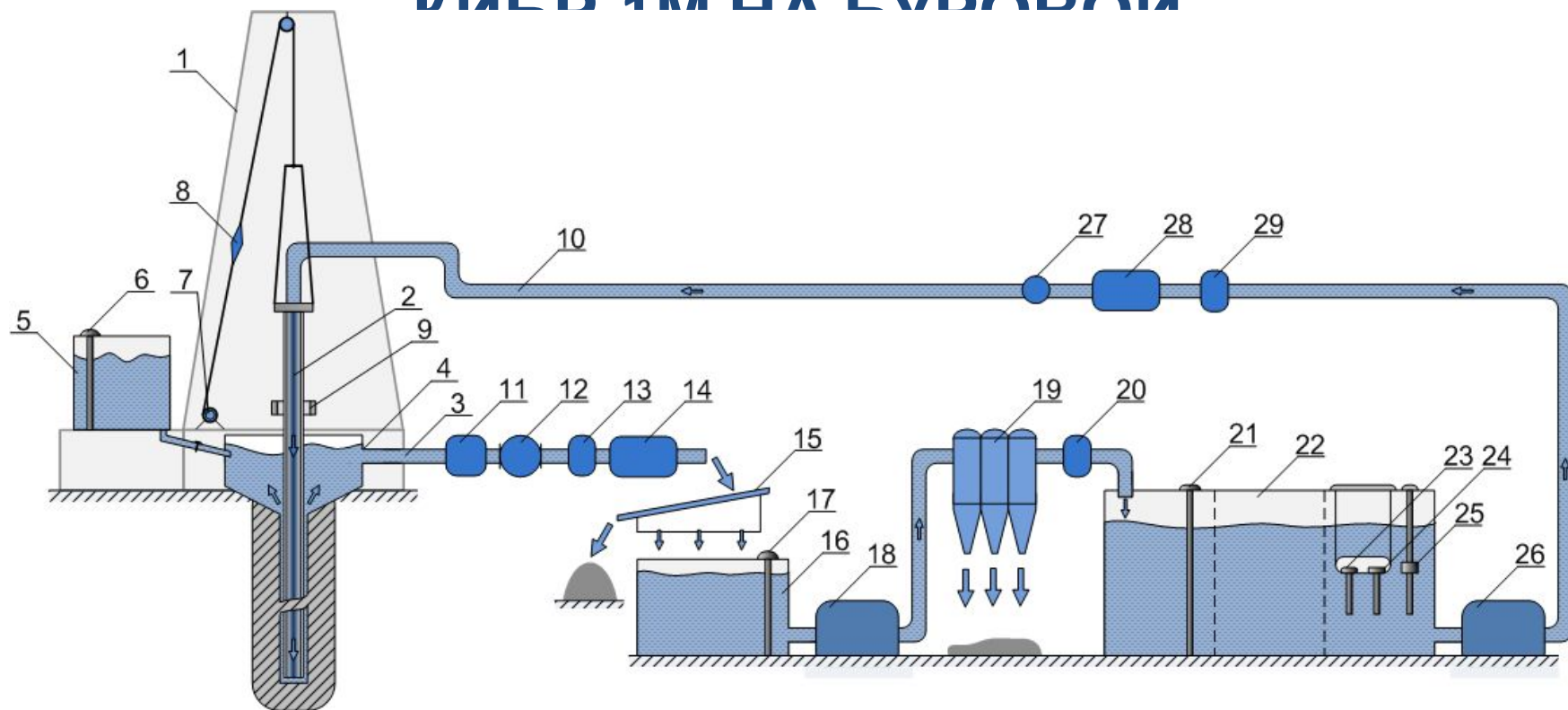
- Самостоятельное участие в тендерах на проведение геофизических работ, организованных нефтегазовыми компаниями (на правах сервисной компании).
- Первый шаг при выходе на рынок данных услуг – взаимодействие с дружественной сервисной компанией ОАО “Сибирская сервисная компания” по контролю бурения скважин на территории Томской области для ОАО “Томскнефть”. Объем бурения в ОАО “Томскнефть” (дочерняя структура ОАО “Роснефть”) составляют от 150 до 200 скважин в год.
- Продажи комплексов КИБР-1М геофизическим сервисным компаниям таким как ООО “Газпромгеофизика” (г. Москва), ЗАО “Тюменьпромгеофизика” (г. Мегион), Стрежевской филиал “Сибирской сервисной компании” (г. Стрежевой) и др.
- Взаимодействие с государственными нефтяными и газовыми компаниями по внедрению в процесс бурения более совершенного, отвечающего современным требованиям комплекса КИБР-1М на смену несовершенным и морально устаревшим системам контроля.
- Участие в специализированных выставках, форумах, посвященным нефтегазодобыче.
- Публикация тематических статей в отраслевых изданиях.
- Создание Интернет – сайта и рассылка рекламных проспектов в различные нефтегазовые компании.

КОМАНДА ООО «НПП «СОТИНК»

- Волченко Юрий Алексеевич, к.т.н., директор.
- Нургалиев Олег Тахирович к.т.н., зам. директора по производству .
- Гришан Николай Владимирович, ведущий конструктор.
- Автомонов Владимир Викторович, ведущий конструктор.
- Числов Николай Николаевич, к.т.н, ведущий конструктор.
- Ефимов Павел Васильевич, к.т.н, ведущий конструктор.
- Гаврилюк Олег Владимирович, к.т.н, ведущий конструктор.
- Волченко Елена Юрьевна, главный бухгалтер.

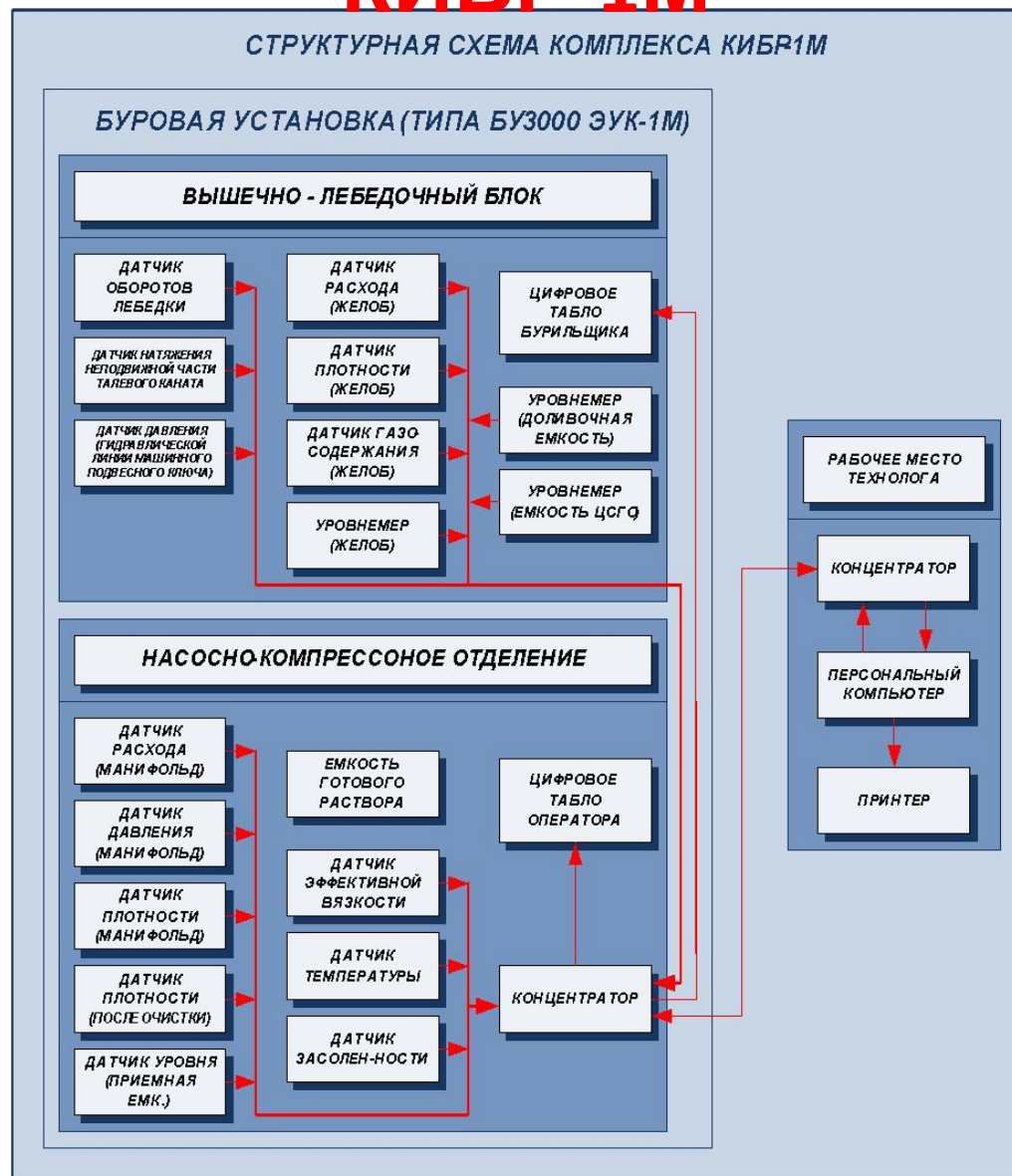
Мы сможем успешно выполнить работу по созданию комплекса **КИБР-1М** на основании богатого опыта по разработке и внедрению различных стационарных и мобильных систем контроля параметров технологических процессов, а также потому, что нами **был создан, успешно испытан и передан в опытно-промышленную эксплуатацию** Стрежевскому филиалу “Сибирской сервисной компании” опытный образец прототипа комплекса **КИБР-1М** комплекс **КИБР**, который обеспечивает контроль без отбора проб основных реологических параметров бурового раствора, а также обнаруживает на ранней стадии проявления продуктивного пласта при его вскрытии и распознает тип проявления (разгазирование или разбавление бурового раствора).

СХЕМА УСТАНОВКИ ДАТЧИКОВ КОМПЛЕКСА ИМЕР 1МЦА БУРОВОЙ



1 – буровая вышка; 2 – бурильная 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 – шламовый 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.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА КОМПЛЕКСА КИБР-1М



Сравнение комплекса КИБР-1М с аналогами

№	Наименование параметра измерения	Наименование комплекса		
		КИБР-1М (Россия, г. Томск)	ГЕОТЕК (Россия, г. Саратов)	GEOSERVICES (Франция)
1.	Вес на крюке.	Да	Да	Да
2.	Нагрузка на долото	Да	Да	Да
3.	Плотность раствора в манифольде.	Да	Нет	Да
4.	Плотность раствора в желобе.	Да	Нет	Да
5.	Плотность раствора после очистки.	Да	измеряется неправильно	Нет
6.	Расход на входе в скважину.	Да	Да	Да
7.	Расход на выходе из скважины.	Да	Нет	Да
8.	Уровень раствора в приемной и доливочной емкостях.	Да	Да	Да
9.	Уровень раствора в емкости ЦСГО.	Да	Нет	Нет
10.	Момент свинчивания труб.	Да	Да	Да
11.	Давление в манифольде.	Да	Да	Да
12.	Положение крюка над столом ротора.	Да	Да	Да
13.	Положение нижнего конца колонны бурильных или обсадных труб над забоем.	Да	Да	Да

№	Наименование параметра измерения	КИБР-1М	ГЕОТЕК	GEOSERVICES
14.	Глубина скважины.	Да	Да	Да
15.	Скорость бурения.	Да	Да	Да
16.	Скорость движения колонны бурильных или обсадных труб.	Да	Да	Да
17.	Водоотдача раствора.	Да	Нет	Нет
18.	Вязкость раствора эффективная.	Да	Нет	Нет
19.	Вязкость раствора условная.	Да	Нет	Нет
20.	Уровень раствора в желобе.	Да	Нет	Нет
21.	Засоленность раствора.	Да	Нет	Нет
22.	Общее газосодержание в растворе.	Да	измеряется неправильно	измеряется неправильно
23.	Температура раствора в приемной емкости.	Да	Нет	Да
24.	Компьютерная обработка информации датчиков.	Да	Да	Да
25.	Информационные табло параметров бурения для вышечно-лебедочного блока и насосно-компрессорного отделения.	Да	Да	Да
26.	Определение качества промывки скважин после спуска обсадной колонны.	Да	Нет	Да

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ЭКСПРЕССНОГО НАЗЕМНОГО КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ И НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН КИБР-1М (ПРОЕКТ)

СОТИНК

НАЗНАЧЕНИЕ

Комплекс КИБР-1М предназначен для экспрессного измерения технологических параметров процесса бурения скважин, отображения в реальном масштабе времени параметров процесса бурения на мониторе компьютера в виде мнемосхемы и графиков, передачи текущей информации на цифровые табло вышечно-лебедочного блока и насосно-компрессорного отделения, документирования параметров процесса бурения на любом информационном носителе.

ПРЕИМУЩЕСТВО ПО СРАВНЕНИЮ С АНАЛОГАМИ

Экспрессное измерение без отбора проб водоотдачи, вязкости и засоленности раствора в мернике.

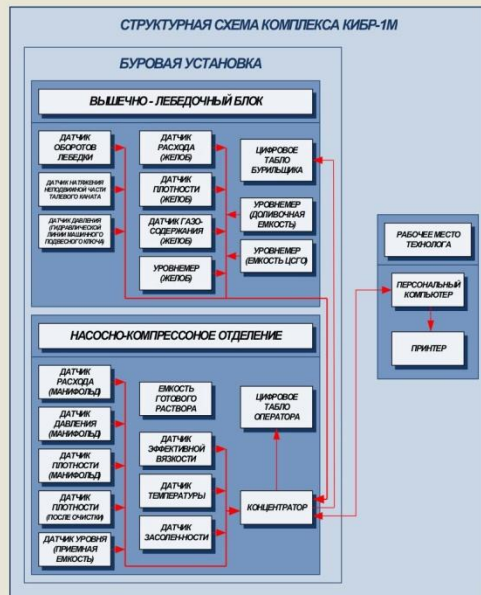
Измерение плотности раствора в технологических трубопроводах на входе в скважину, выходе из скважины и после системы очистки.

Определение количества твердой фазы раствора в манифольде, желобе и после системы очистки.

Обнаружение на ранней стадии проявления продуктивного пласта и распознавание типа проявления (разгазирование или разбавление раствора)

Контроль качества промывки скважины перед цементированием.

Измерение уровня раствора в мернике, доливной емкости и емкости ЦСГО датчиками емкостного типа.

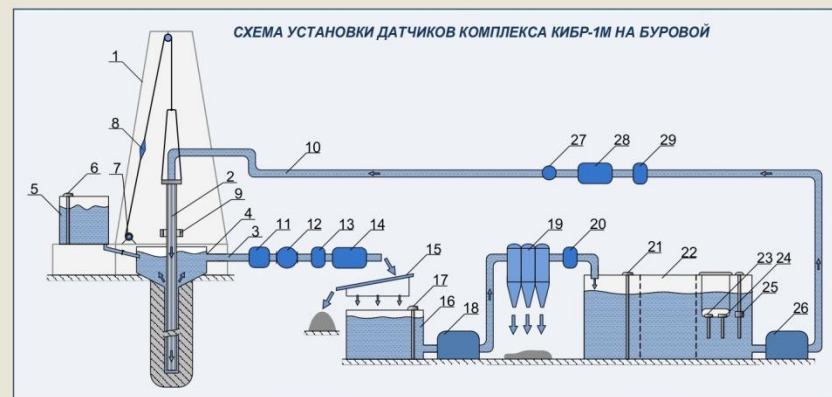


КОНСТРУКЦИЯ

Комплекс состоит из датчиков различного принципа действия, установленных на технологическом оборудовании буровой, концентратора, цифровых табло вышечно-лебедочного блока и насосно-компрессорного отделения, персонального компьютера и цветного принтера. Датчики комплекса и цифровые табло соединены с концентратором, установленным в насосном отделении кабельными линиями длиной от 50 м до 250 м. Обмен информацией между концентратором и персональным компьютером осуществляется с помощью специального кабеля длиной 300 м. Принцип действия и конструкция комплекса защищены патентами РФ №2082152, №2085725, №2085726, № 39953.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Контролируемые параметры	Диапазон измерения	Основная погрешность
Вес на крюке, т	0 - 150	± 1,5%
Нагрузка на долото, т		± 1,5%
Плотность на входе/выходе и после очистки, г/см³	0,8 - 25	± 0,01 г/см³
Расхода на входе/выходе, л/с		± 1,5л/с
Уровни раствора в мернике, доливной емкости и емкости ЦСГО, %	0 - 100	± 1,0%(абс.)
Момент свинчивания труб, МПа		± 1,0%
Давление в манифольде, МПа	0 - 25	± 1,0%
Положение крюка над стволом ротора, м		± 1,0%
Положение нижнего конца колонны бурильных или обсадных труб над забоем, м	0 - 3500	± 0,1%
Глубина скважины, м		± 0,1%
Скорость бурения, м/час	0 - 100	± 1,0%
Скорость движения колонны бурильных или обсадных труб, м/с		± 2,0%
Водоотдача раствора, см³	4 - 40	± 0,5 см³
Вязкость эффективная, мПа·с		± 2,5%(прив.)
Вязкость условная, с	15 - 120	± 1,0с
Уровень раствора в желобе, %		± 1,0%(абс.)
Засоленность раствора, г/л	0 - 150	± 1,0г/л
Газосодержание раствора (на выходе из скважины)		± 5,0%(отн.)
Температура раствора (в приемной емкости), °С	0 - 100	± 0,5%
Температура окружающей среды для датчиков, °С	-45 - +45	
Температура окружающей среды для компьютера и концентратора, °С	+10 - +35	
Питание от сети переменного тока:	220В, 50Гц	



1 - буровая вышка; 2 - бурильная колонна; 3 - желоб; 4 - устье скважины; 5 - доливная емкость; 6 - уровень; 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 - уровень; 18 - растворонасос; 19 - пескоилоотделитель; 20 - датчик плотности раствора; 21 - уровень; 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.

Конструкция датчиков плотности, массовой доли жидкой фазы, степени засоленности и газосодержания, содержащих радиоизотопные источники нейтронов и гамма-квантов, обеспечивает радиационную безопасность их на буровой в соответствии с "Основными санитарными правилами обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)".