

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Франк-Каменцкий А.Д. Библиотека подпрограмм на ФОРТРАНЕ для расчета реакторов методом Монте-Карло // Сборник докладов по программам и методам физического расчета быстрых реакторов. – Дмитровград: СЭВ, НИИАР, 1975. – С.250–254.
2. Групповые константы для расчета реакторов и защиты: Справочник / Л.П. Абагян, Н.О. Базазянц, М.И. Николаев, А.М. Цибуля; Под ред. М.И. Николаева. – М.: Энергоиздат, 1981. – 232 с.
3. Патент № 1345804 Российской Федерации. Радиационный способ определения концентрации водорода в пробах вещества / Ю.А. Волченко, 1993, МКИГО1N 23/02.
4. Бекурц К., Виртц К. Нейтронная физика /Пер. с англ. И.Л.Чихладзе, А.Д. Климанова; Под ред. Л.А. Микаэляна, В.И. Лебедева.-М.: Атомиздат, 1968.-456с.

УДК 622.24.063.001.5

*Ю. А. ВОЛЧЕНКО, А. И. БЕЗУГЛОВ, Н. П. КЛИМЕНКОВ, Ю. К. ТОУШКАНОВ, Н. Н. ЧИСЛОВ***ЭКСПРЕССНЫЙ КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ И НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН**

Показана необходимость оперативного контроля без отбора проб основных параметров буровых растворов при бурении нефтегазопромысловых и нефтегазоразведочных скважин. Описан комплекс технических средств экспрессного контроля параметров буровых растворов (КИБР), обеспечивающий такой контроль при бурении скважин.

При бурении нефтегазопромысловых и нефтегазоразведочных скважин забой промывается специальными растворами, наиболее распространенными из которых на территории России, а особенно в Западной Сибири, являются глинистые растворы на водной основе.

Основные функции бурового раствора следующие: очищать скважину от обломков выбуренной породы (шлама) и выносить их на поверхность; удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии при остановке циркуляции раствора; охлаждать долото и облегчать разрушение породы в призабойной зоне; создавать давление на стенки скважины для предупреждения водо-, нефте-, газопроявлений; оказывать физико-химическое воздействие на стенки скважины, предупреждая их разрушение; передавать энергию гидравлическому забойному двигателю (при бурении такими двигателями); обеспечивать сохранение проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии и др. Чтобы буровой раствор мог выполнять свои функции, необходимо поддерживать в заданных пределах величину следующих параметров раствора: плотность, водоотдачу, концентрацию твердых частиц в растворе, вязкость, степень засоленности раствора, расход раствора через скважину. Через каждые 15–30 мин, в зависимости от глубины скважины, все количество раствора, имеющегося в работе, проходит через скважину, вследствие чего параметры его изменяются, и в раствор нужно добавлять соответствующие химреагенты, чтобы привести эти параметры в норму. Для успешного проведения процесса бурения информацию об указанных параметрах необходимо иметь, особенно во время вскрытия продуктивного пласта, по крайней мере, через каждые 10–15 мин. Однако существующие в России и за рубежом контрольно-измерительные комплексы позволяют регистрировать через каждые 10 мин только расход раствора через скважину, плотность, температуру и удельное сопротивление раствора. Поэтому на практике водоотдачу, вязкость и концентрацию твердых частиц в растворе определяют путем отбора и анализа проб раствора, о засоленности же судят косвенно, по изменению удельного сопротивления раствора. При этом, например, на определение водоотдачи с помощью прибора типа ВМ-6 затрачивается (вместе с подготовкой пробы) не менее 40 мин. Определение вязкости и концентрации твердых частиц требует почти таких же затрат времени.

Отсутствие экспрессного контроля за водоотдачей приводит к тому, что продуктивный пласт обычно вскрывают при величине водоотдачи 10–12 см³/30 мин, а не при положенной по технологии величине водоотдачи 4–6 см³/30 мин. Такое нарушение технологии, в свою очередь, приводит к тому, что, например в Западной Сибири, каждая введенная в строй новая скважина выходит на проектную мощность только через 6–18 месяцев, т.к. повышенное проникновение флюида (жидкость вместе с мелкими глинистыми частицами и химреагентами) в поровое пространство продуктивного пласта приводит к закупорке пор и, вследствие этого, к резкому снижению дебита скважины (если флюид проникает в продуктивный пласт на расстояние до 0,5 м, то ожидаемый дебит скважины снижается на 90%). Отсутствие оперативного контроля за вязкостью приводит к снижению скорости бурения либо к плохому выносу шлама из скважины, вследствие чего возникает аварийная ситуация – прихват бурового инст-

румента, — ликвидация которой нередко заканчивается обрывом колонны бурильных труб. Бурение на растворе с повышенным содержанием твердых частиц может привести к промыву поршней растворонасоса или трубопровода высокого давления, по которому нагнетается раствор в скважину.

Не менее важной задачей при бурении скважин является раннее обнаружение проявлений продуктивного пласта (поступления в буровой раствор нефти, пластовой воды и газа) и распознавание при этом типа проявления. В настоящее время о проявлении продуктивного пласта судят по падению плотности бурового раствора, что не является достаточно достоверным, т.к. это падение плотности раствора может быть обусловлено также повышением твердости разбуриваемой породы, затуплением бурового инструмента или ослаблением нагрузки на колонну бурильных труб. Тип проявления продуктивного пласта не распознается вообще, хотя при одновременном контроле на выходе скважины (в желобе) плотности, массовой доли жидкой фазы и газосодержания раствора можно не только надежно обнаружить само проявление, но и распознать его тип, однако датчиков для экспрессного измерения массовой доли жидкой фазы и газосодержания раствора в желобе не выпускают как в нашей стране, так и за рубежом. Для решения этих задач в отделе радиационных методов контроля НИИ интроскопии (Томск) разработан и изготовлен опытный образец комплекса технических средств экспрессного контроля параметров буровых растворов при бурении скважин КИБР. Комплекс КИБР предназначен для экспрессного измерения (через каждые 5 мин), индикации на цифровых табло пульта бурового мастера, записи на ленту цифрпечатающего устройства, передачи информации на ЭВМ более высокого уровня и на пульт бурильщика следующих параметров бурового раствора: плотности, массовой доли жидкой фазы и массовой доли твердой фазы в манифольде, в желобе и после гидроциклонов; расхода раствора через манифольд; степени засоленности, вязкости, температуры и водоотдачи раствора в мернике; газосодержания бурового раствора в желобе, а также для раннего обнаружения газопроявлений и нефтеводопроявлений продуктивного пласта.

Комплекс состоит из датчиков различного принципа действия, смонтированных в технологической линии циркуляции раствора, основного пульта и табло пульта бурильщика. Датчики соединяют-

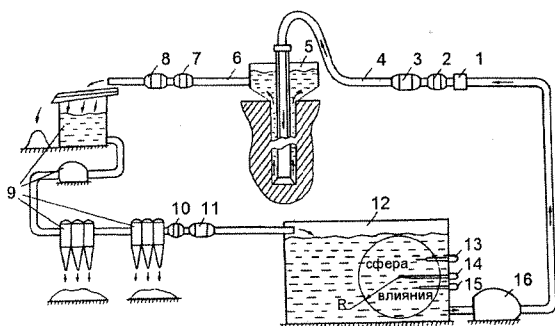


Рис.1

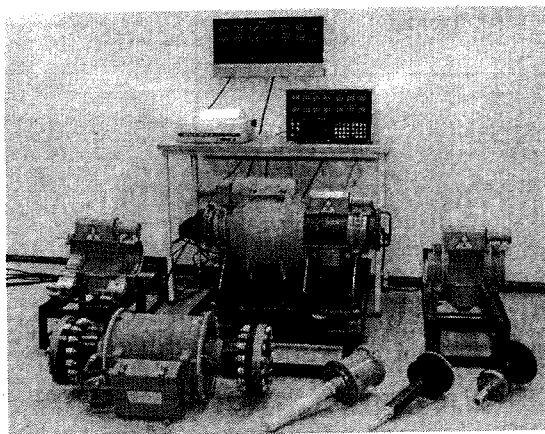


Рис.2

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

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

ся с пультом специализированным кабелем длиной 250 м. Пульт комплекса размещается на рабочем месте бурового мастера и соединяется кабелем с табло пульта бурильщика и ЭВМ более высокого уровня. Сигналы с датчиков обрабатываются в пульте с помощью встроенного микропроцессора. Схема установки датчиков в циркуляционной линии бурового раствора приведена на рис.1, общий вид комплекса приведен на рис.2.

Основные технические характеристики комплекса КИБР

Диапазон измерения плотности на входе/выходе скважины, г/см ³	0,8 – 2,5
Основная погрешность, г/см ³	0,01
Диапазон массовой доли жидкой фазы на входе/выходе скважины, %	40 – 100

Основная погрешность (абсолютная), %	1,0
Диапазон массовой доли твердой фазы на входе/выходе скважины, %	0 – 100
Основная погрешность (абсолютная), %	1,5
Диапазон измерения расхода на входе, л/с	0 – 100
Основная погрешность, л/с	1,5
Диапазон измерения водоотдачи, см ³	4 – 20
Основная погрешность, см ³	1,0
Диапазон измерения степени засоленности, г/л	0 – 150
Основная погрешность, г/л	1,0
Диапазон измерения температуры, °С	0 – 80
Основная погрешность, °С	1,0
Диапазон измерения эффективной вязкости, мПа·с	1 – 25
Основная приведенная погрешность, %	2,5
Диапазон измерения газосодержания раствора, об. %	0 – 10
Основная погрешность, об. %	1,0
Диапазон температуры окружающей среды для датчиков плотности, массовой доли жидкой фазы и расхода, °С	-45 – +45
Диапазон температуры окружающей среды для датчиков водоотдачи, вязкости, степени минерализации и температуры раствора, °С	0 – +45
Диапазон температуры окружающей среды для пульта бурильщика, °С	-45 – +45
Диапазон температуры окружающей среды для пульта комплекса, °С	+10 – +35
Питание от сети переменного тока напряжением 220+22В и частотой 50+0,5Гц	
Тип исполнения датчиков комплекса – взрывобезопасный.	

Конструкция датчиков плотности и массовой доли жидкой фазы, содержащих радиоизотопные источники нейтронов и гамма-квантов, обеспечивает радиационную безопасность при эксплуатации их на буровых в соответствии с п.5-9 Основных санитарных правил ОСП-72/87 (требования к приборам технологического контроля).

Комплекс КИБР превосходит лучшие зарубежные (французская фирма "Geoservis") и отечественные аналоги (НПФ "Геофит" Восточной нефтяной компании) за счет того, что обеспечивает экспрессное измерение без отбора проб водоотдачи, вязкости и засоленности раствора в мернике, количества твердой фазы раствора в манифольде, желобе и после системы очистки, а также обнаруживает на ранней стадии проявления продуктивного пласта и распознает тип проявления (разгазирование или разбавление раствора). Комплекс прошел лабораторные испытания и метрологическую сертификацию и в настоящее время находится в опытно-промышленной эксплуатации на буровой ОАО СпецУБР Тюменской нефтяной компании.

УДК 620.179.15

911к
В. А. ЗАБРОДСКИЙ, В. Я. ГРОШЕВ, О. А. СИДУЛЕНКО, В. В. ВАРГА

ИЗМЕРЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ЛЕГКИХ МЕТАЛЛОВ ПО ОБРАТНОМУ РАССЕЯНИЮ

Проведён анализ погрешностей измерения толщины покрытий из лёгких материалов при измерениях с помощью обратнорассеянного низкоэнергетического рентгеновского излучения. Изучен вклад мешающих факторов, рассмотрены основные схемы измерения для различных комбинаций элементов в системе покрытие – основа.

1. Лёгкие материалы

Толщину материалов по обратнорассеянному излучению в настоящее время измеряют в основном с использованием радиоизотопных источников излучения [1–3]. Однако при локальных измерениях толщины материала, особенно на изделиях сложной конфигурации и малых размеров, удельная активность радиоизотопных источников не всегда достаточна для обеспечения высокой производительности контроля. В таких случаях целесообразно использовать малогабаритные источники излучения