ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 53375— 2016

СКВАЖИНЫ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ

Геолого-технологические исследования. Общие требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2016

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа Российской академии естественных наук, некоммерческой организацией «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» и Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром георесурс»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 431 «Геологическое изучение, использование и охрана недр»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 июля 2016 г. № 849-ст

4 Настоящий стандарт разработан с целью реализации Закона Российской Федерации «О недрах» в части геологического изучения, рационального использования и охраны недр, безопасного ведения работ, связанных с использованием недр

5 ВЗАМЕН ГОСТ Р 53375—2009

Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет

gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2016

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Обозначения и сокращения . . . 3
5 Общие положения . . . 3
6 Задачи ГТИ . . . 4
6.1 Обеспечение безопасности проведения работ при строительстве скважины . . . 4
6.2 Обеспечение соблюдения правил недропользования . . . 4
6.3 Геологические задачи . . . 5
6.4 Технологические задачи . . . 5
6.5 Расширение комплекса ГТИ за счет новых технологий . . . 5
6.6 Технико-экономические задачи . . . 6
6.7 Научно-исследовательские задачи . . . 6
6.8 Информационные задачи . . . 6
7 Комплексы ГТИ . . . 6
8 Станция ГТИ . . . 9
8.1 Общие требования к станции ГТИ . . . 9
8.2 Информационные каналы технологических параметров . . . 10
8.3 Система газового каротажа по буровому раствору . . . 12
8.4 Система геолого-геохимических исследований проб шлама и образцов керна . . . 13
8.5 Система мониторинга технического состояния бурового оборудования . . . 14
8.6 Система раннего обнаружения газопроявлений . . . 15
8.7 Система определения физико-химических свойств бурового раствора . . . 15
8.8 Система виброакустического каротажа . . . 15
8.9 Система сбора, хранения, обработки, отображения информации и синхронизации измерений . . . 16
8.10 Система информационного обмена при строительстве скважин . . . 18
8.11 Система энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ . . . 18
9 Требования к организации и производству работ по ГТИ . . . 19
10 Требования к форме представления данных ГТИ . . . 21
11 Требования к персоналу ГТИ . . . 22
Библиография . . . 23

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СКВАЖИНЫ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ

Геолого-технологические исследования. Общие требования

Oil and gas wells. Geological-technological logging. General requirements

Дата введения — 2017—03—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования к геолого-технологическим исследованиям (ГТИ) нефтяных и газовых скважин: службе ГТИ, подготовке скважин, аппаратуре и оборудованию с целью обеспечения безопасности при проведении ГТИ.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.009—84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 8.417—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ Р 8.596—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.674—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями

ГОСТ Р 8.678—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Формы оценки соответствия технических систем и устройств с измерительными функциями установленным требованиям

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **технические системы и устройства с измерительными функциями;** ТСУИФ: Технические системы и устройства, которые наряду с их основными функциями выполняют измерительные функции.

Примечание — Гармонизировано с Федеральным законом [1], статья 2, пункт 2.3.

3.2 **постоянная времени**: Показатель, характеризующий инерционность динамической системы при изменении регистрируемого сигнала по экспоненциальному закону.

3.3 **время запаздывания**: Время от момента изменения измеряемого параметра до момента получения результата измерения с заданной погрешностью.

Примечание — Приводится для параметров, изменение которых не может быть описано экспоненциально.

3.4 **время отставания**: Время прохождения исследуемого объекта (бурового раствора, шлама, газа) от забоя до устья скважины.

Примечание — Определяется для каждого объекта в отдельности.

3.5 **шлам**: Горная порода, измельченная в процессе бурения и вынесенная на поверхность промывочной жидкостью.

3.6 **проба шлама**: Часть шлама, отобранная в количестве, необходимом для исследования.

3.7 **фракция шлама**: Совокупность отдельных частиц шлама определенного гранулометрического состава.

3.8 **литологический тип (литотип) породы**: Тип породы, идентифицируемый по набору литологических признаков.

3.9 **шламограмма**: Дискретная диаграмма, показывающая изменение процентного содержания литотипов в пробе шлама в зависимости от глубины.

3.10 **LAS-формат**: Формат представления данных Log ASCII Standard.

3.11 **информационный канал технической системы с измерительными функциями**: Конструктивно или функционально выделяемая часть технической системы, выполняющая законченную функцию от восприятия физической величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом или соответствующим кодом.

Примечания

1 В информационный канал обычно включают первичный преобразователь физической величины, аналого-цифровой преобразователь (для датчика с аналоговым выходным сигналом), линию связи, программные средства обработки информации, устройство отображения и регистрации информации.

2 Один информационный канал может включать в себя несколько первичных преобразователей и алгоритм совместной обработки получаемой с них информации.

3.12 **датчики (первичные преобразователи) технологических параметров**: Технические устройства, осуществляющие преобразование физической величины в информационный сигнал.

3.13 **технологические параметры, измеряемые прямыми методами**: Технологические параметры ГТИ, которые могут быть непосредственно измерены соответствующим технологическим датчиком.

Примечание — Размерность величины технологических параметров, измеряемых прямыми методами, совпадает с размерностью величины, измеряемой датчиком.

3.14 **технологические параметры, измеряемые косвенными методами**: Технологические параметры, для которых регистрацию проводят путем измерения физических величин, связанных с ними некоторой функциональной зависимостью.

Примечание — Для технологических параметров, измеряемых косвенными методами, размерность физической величины может отличаться от размерности величины, регистрируемой соответствующим датчиком.

3.15 **расчетные технологические параметры**: Технологические параметры, вычисляемые по фиксированному алгоритму на основании одного или нескольких зарегистрированных параметров.

3.16 **измерение параметров бурового раствора на входе в скважину**: Измерение параметров бурового раствора, закачиваемого в скважину, осуществляемое:

- в емкости, из которой раствор забирается буровым насосом, путем установки измерителя в потоке непосредственно перед всасывающей трубой;

- путем отбора части раствора из всасывающей трубы специальным насосом, измерения параметров в измерительном блоке и сброса раствора в емкость перед всасывающей трубой;
- непосредственно во всасывающей трубе БУ или манифольде путем установки специального оборудования.

3.17 **измерение параметров бурового раствора на выходе из скважины**: Измерение параметров бурового раствора, выходящего из скважины, осуществляемое как можно ближе к устью, по возможности до контакта с атмосферой, например:
- в приемном бачке вибросита путем установки в него измерителей соответствующих размеров;
- путем отбора пробы бурового раствора до вибросита специальным насосом, измерения параметров в измерительном блоке и сброса раствора в бачок вибросита;
- путем отбора части раствора из разъемного устья специальным насосом, измерения параметров в измерительном блоке и сброса раствора обратно в разъемное устье или бачок вибросита.

4 Обозначения и сокращения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:
C_1 — метан;
C_2 — этан;
C_3 — пропан;
C_4 — бутан;
C_5 — пентан.

4.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
АВПД — аномально высокое пластовое давление;
АВПоД — аномально высокое поровое давление;
БУ — буровая установка;
ГИС — геофизические исследования скважин;
ГТИ — геолого-технологические исследования;
ИК-спектрометрия — инфракрасная спектрометрия;
ТВД — термовакуумная дегазация;
УЭП — удельная электрическая проводимость.

5 Общие положения

5.1 Геолого-технологические исследования скважин — это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

5.2 ГТИ в нефтяных и газовых скважинах проводят для достижения следующих целей:
- повышения геологической эффективности поисково-разведочного бурения на нефть и газ;
- оптимизации технологических процессов на всех этапах строительства, ввода скважин в эксплуатацию и проведения геолого-технических мероприятий в процессе эксплуатации;
- повышения безопасности проведения работ, преодоления осложнений и предотвращения аварий при бурении;
- изучения геологического разреза;
- обеспечения высокого качества и технико-экономических показателей строительства скважин;
- выполнения природоохранных требований.

5.3 ГТИ проводятся с использованием взаимосвязанных ресурсов, включающих персонал, технические средства, средства и методики калибровки, средства обслуживания оборудования, технологию и методики исследований. Процесс исследований начинается преобразованием измеряемых физических величин в информационные сигналы в датчиках в местах их установки, а заканчивается предоставлением полученной и обработанной информации другим участникам процесса строительства скважины.

5.4 Служба ГТИ представляет собой единую систему, включающую станцию ГТИ с персоналом на буровой, службу технического и метрологического обеспечения и службу обработки и интерпретации информации на базе.

5.5 Первичной информацией для ГТИ являются:

- значения физических величин от датчиков в местах установки их на буровом оборудовании;
- результаты исследований в полевой и стационарной лабораториях ГТИ образцов керна, проб бурового раствора, шлама и пластового флюида;
- исходные данные проекта на строительство скважины;
- сообщения, поступающие от специалистов, участвующих в технологическом процессе строительства скважины, и характеризующие состояние этого процесса;
- прогнозные параметры ГТИ, полученные при анализе результатов бурения соседних скважин, а также результатов геологических, геохимических и геофизических исследований на окружающей территории.

5.6 Выходной информацией ГТИ являются:

- значения параметров, измеренные с постоянным шагом дискретизации по времени и глубине ствола скважины, а также рассчитанные по заданным алгоритмам;
- отчетная информация в текстовой и графической формах, обобщающая результаты исследований за определенный период времени или интервал глубины скважины;
- рекомендации, поступающие от персонала, проводящего ГТИ, другим специалистам, участвующим в технологическом процессе строительства скважины;
- результаты анализа деятельности по сопровождению строительства скважины геолого-технологическими исследованиями, обобщенные в форме текстового отчета с таблицами и иллюстрациями.

5.7 Перечень технологических параметров ГТИ, а также основные требования к точности их определения приводятся в разделе 8.

Примечание — Влияние технологии строительства скважины и конструктивных особенностей бурового оборудования на погрешность измерений физических величин в местах установки датчиков в настоящем стандарте не рассматривается.

5.8 ГТИ следует проводить непосредственно в процессе строительства скважины для решения геологических и технологических задач, перечисленных в разделе 6. Информацию, получаемую при ГТИ, используют все службы, участвующие в процессе строительства скважин.

5.9 Первичную информацию, получаемую в процессе ГТИ (значения физических параметров, характеризующих процесс строительства скважин; свойства горных пород и пластовых флюидов), а также образцы горных пород в виде шлама и керна передают заказчику (недропользователю). Копии данных в цифровом виде и дубликаты образцов хранятся у производителя ГТИ. Хранение информации, являющейся результатом интерпретации первичных данных, осуществляет производитель ГТИ. Передачу информации другим хозяйствующим субъектам и государственным органам осуществляют на условиях отдельных соглашений, заключаемых в соответствии с действующим законодательством.

5.10 Техническую, эксплуатационную и отчетную документацию следует представлять на русском языке, она не должна противоречить ГОСТ 8.596, ГОСТ 8.674 и ГОСТ 8.678. Единицы измерений используют в соответствии с ГОСТ 8.417.

6 Задачи ГТИ

6.1 Обеспечение безопасности проведения работ при строительстве скважины

Для повышения безопасности проведения работ в рамках ГТИ решают задачи:

- раннего обнаружения газо-, нефте-, водопроявлений и поглощений при бурении и спускоподъемных операциях;
- диагностики предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;
- контроля долива скважины.

6.2 Обеспечение соблюдения правил недропользования

Для выполнения правил недропользования решают задачи:

- получения информации, позволяющей предотвратить нарушения физико-химических и гидродинамических характеристик вскрываемых пластов, которые могут осложнить дальнейшее недропользование;
- контроля выполнения проектных требований к вскрытию продуктивных пластов.

6.3 Геологические задачи

6.3.1 При ГТИ решают геологические задачи:

- построения в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- оперативного выделения опорных пластов-реперов;
- проведения литолого-стратиграфического расчленения разреза;
- оперативного выделения пластов-коллекторов;
- определения характера насыщения коллекторов;
- оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

6.3.2 С целью оптимизации получения геолого-геофизической информации проводят выбор и корректировку интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов, испытания пластов, а также интервалов, методов и времени проведения геофизических исследований в скважинах.

6.4 Технологические задачи

ГТИ используют для решения технологических задач:

- оптимизации процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;
- распознавания и определения продолжительности технологических операций;
- выбора и поддержания рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- оптимизации спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);
- контроля гидродинамических параметров в скважине;
- раннего обнаружения проявления и поглощения при спускоподъемных операциях, управления процессом долива скважины;
- определения пластового и порового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПоД);
- контроля спуска и цементирования обсадной колонны;
- диагностики работы бурового оборудования.

6.5 Расширение комплекса ГТИ за счет новых технологий

6.5.1 Контроль крепления ствола скважины

Контроль крепления ствола скважины обсадными колоннами предназначен для повышения качества и безопасности проводимых работ путем независимой регистрации операций по креплению скважины. Работы осуществляют комплектом датчиков технологических параметров станции ГТИ, устанавливаемым в соответствии с технологической схемой обвязки буровой и схемой установки тампонажной техники.

Технология обеспечивает:

а) контроль следующих технологических операций:

1) подготовка ствола скважины к спуску колонны,
2) спуск и долив колонны,
3) цементирование и ожидание затвердения цемента,
4) испытания на герметичность;

б) регистрацию следующих параметров:

1) объемы закачиваемых и выходящих растворов,
2) расход и давление в нагнетательной магистрали,
3) температура и плотность закачиваемых и выходящих растворов,
4) сопротивление (проводимость) выходящих растворов.

6.5.2 Контроль процессов освоения и испытания скважин

Контроль процессов освоения и испытания скважин предназначен для повышения качества и безопасности проводимых работ путем независимой регистрации операций по очистке призабойной зоны пласта, вызову притока, воздействию на пласт и определению гидродинамических характеристик пласта по данным автономных комплексов.

Технология контроля должна обеспечивать:

- описание технологических операций;
- регистрацию объемов закачиваемых и выходящих растворов;
- регистрацию расходов, давлений и температур жидкостей в устьевой обвязке;
- отбор и анализ проб пластового флюида.

6.6 Технико-экономические задачи

ГТИ позволяют решать следующие технико-экономические задачи:
- определение технико-экономических показателей бурения;
- определение баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки).

6.7 Научно-исследовательские задачи

ГТИ можно использовать для решения ряда научно-исследовательских задач, таких как:
- проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород;
- испытание новых технических средств, методик и технологий.

6.8 Информационные задачи

ГТИ обеспечивают решение информационных задач:
- синхронизации работы регистрирующих комплексов на буровой;
- сбора, обработки и накопления геолого-технологической информации в виде базы данных;
- обеспечения информацией всех служб, участвующих в процессе строительства скважин;
- составления сводных форм оперативной отчетности;
- передачи информации ГТИ по каналам связи.

7 Комплексы ГТИ

7.1 Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисково-оценочных и разведочных скважин приведен в таблице 1.

Таблица 1 — Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисково-оценочных и разведочных скважин

Обязательное исследование	Дополнительное исследование
Исследование проб шлама, керна, бурового раствора	
Отбор проб шлама через 5 м по всему разрезу и через 1–2 м в перспективных интервалах	Измерение окислительно-восстановительного потенциала горных пород
Макро- и микроскопическое описание шлама и керна	Пиролитический анализ горных пород для определения содержания углеводородов и органического вещества
Фракционный анализ шлама	Фотоколориметрия образцов пород по шламу и керну
Измерение карбонатности (кальцит, доломит и нерастворимый остаток) в породе	Люминесцентно-битуминологический анализ бурового раствора
Люминесцентно-битуминологический анализ шлама и керна	Измерение вязкости и водоотдачи бурового раствора
Оценка плотности и пористости пород по шламу и керну	Измерение весового удельного содержания и плотности нефти в образцах горных пород методом количественного флюоресцентного анализа
Измерение суммарного содержания горючих газов в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	Определение ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилола методом экспресс-хроматографии по керну, шламу и буровому раствору
Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	Гамма-спектрометрия горных пород по шламу и керну
Периодическая ТВД проб бурового раствора для определения газонасыщенности бурового раствора и калибровки дегазатора непрерывного действия	ЯМР-анализ горных пород по шламу и керну

Окончание таблицы 1

Обязательное исследование	Дополнительное исследование
Измерение удельного содержания нефти в образцах горных пород инфракрасным спектрометрическим методом[1)]	Измерение содержания основных породообразующих минералов ИК-спектрометрическим методом
Измерение объемного газосодержания бурового раствора компрессионным методом	—
—	Определение содержания в буровом растворе иона HCO_3
—	Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородных газов, водорода, гелия, углекислого газа, азота, кислорода в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора
Измерение и расчет технологических параметров	
Глубина скважины и механическая скорость проходки	Виброакустические характеристики работы бурового инструмента
Вес на крюке и нагрузка на долото	—
Давление бурового раствора на стояке манифольда	—
Давление бурового раствора в затрубном пространстве	—
Число ходов насоса	—
Расход бурового раствора на входе в скважину	—
Расход бурового раствора на выходе из скважины[2)]	—
Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости	—
Скорость спуска и подъема бурильного инструмента	—
Плотность бурового раствора на входе и выходе из скважины	—
Скорость вращения ротора (при роторном бурении)	—
Крутящий момент на роторе (при роторном бурении)	—
Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе из скважины	—
Температура раствора на входе и выходе из скважины	—

[1)] Допускается применение других методов определения нефтенасыщенности.
[2)] Допускается использование индикатора потока.

7.2 Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин

Обязательное исследование	Дополнительное исследование
Исследование проб шлама, бурового раствора	
Отбор проб шлама через 5 м по всему разрезу и через 2–3 м при бурении по пласту	Отбор проб шлама из пласта-коллектора через 1–2 м
Измерение суммарного содержания горючих газов в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	Макро- и микроскопическое описание шлама

Окончание таблицы 2

Обязательное исследование	Дополнительное исследование
Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	Оценка плотности и пористости горных пород по шламу
Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб бурового раствора для калибровки дегазатора непрерывного действия	Определение ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилола методом экспресс-хроматографии по керну, шламу и буровому раствору
Измерение объемного газосодержания бурового раствора компрессионным методом	Определение карбонатности горных пород по шламу
Измерение удельного содержания нефти в образцах горных пород инфракрасным спектрометрическим методом	—
Люминесцентно-битуминологический анализ шлама	—
Измерение технологических параметров	
Глубина скважины и механическая скорость проходки	Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе
Вес на крюке	Виброакустические характеристики работы бурового инструмента
Давление бурового раствора на стояке манифольда	—
Давление бурового раствора в затрубном пространстве	—
Число ходов насоса	—
Расход бурового раствора на входе в скважину	—
Расход бурового раствора на выходе из скважины[1)]	—
Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости	—
Скорость спуска и подъема бурильного инструмента	—
Плотность бурового раствора на входе и выходе из скважины	—
Скорость вращения ротора (при роторном бурении)	—
Крутящий момент на роторе (при роторном бурении)	—
Температура раствора на входе и выходе из скважины	—
[1)] Допускается использование индикатора потока.	

7.3 Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин приведен в таблице 3.

Таблица 3 — Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин

Обязательное исследование	Дополнительное исследование
Исследование шлама, бурового раствора	
Отбор проб шлама через 5–10 м по всему стволу и через 3–5 м при вскрытии продуктивных горизонтов	Отбор образцов шлама из пласта-коллектора через 1–2 м
Измерение суммарного содержания горючих газов в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	Макро- и микроскопическое описание шлама

Окончание таблицы 3

Обязательное исследование	Дополнительное исследование
Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	—
Измерение объемного газосодержания бурового раствора компрессионным методом	Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора
Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб бурового раствора для калибровки дегазатора непрерывного действия	
Люминесцентно-битуминологический анализ шлама при вскрытии продуктивных горизонтов	
Измерение технологических параметров	
Глубина скважины и механическая скорость проходки	—
Вес на крюке	—
Давление бурового раствора на стояке манифольда	—
Давление бурового раствора в затрубном пространстве	—
Число ходов насоса	—
Расход бурового раствора на входе в скважину	—
Расход бурового раствора на выходе из скважины[1)]	—
Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости	—
Скорость спуска и подъема бурильного инструмента	—
Плотность бурового раствора на входе и выходе из скважины	—
Скорость вращения ротора (при роторном бурении)	—
Крутящий момент на роторе (при роторном бурении)	—
Температура раствора на входе и выходе из скважины	—

[1)] Допускается использование индикатора потока.

8 Станция ГТИ

8.1 Общие требования к станции ГТИ

8.1.1 Станция ГТИ представляет собой техническую систему с измерительными функциями (ГОСТ Р 8.674), обеспечивающую непрерывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины. Эта система состоит из группы информационных каналов, имеющих нормированные метрологические характеристики.

Нормируемые метрологические характеристики информационных каналов станций ГТИ, их составных частей и методики их определения устанавливают в документах, определяющих требования к конкретным видам каналов, в соответствии с ГОСТ 8.009, ГОСТ Р 8.674 и другими нормативными документами, устанавливающими перечни и способы представления метрологических характеристик ТСУИФ.

Погрешность регистрации технологического параметра для каждого информационного канала складывается из погрешности датчика (первичного преобразователя), погрешности системы сбора

данных и погрешности, возникающей при математической обработке в программе сбора данных (для косвенных и расчетных параметров).

Датчики и другие компоненты информационного канала, устанавливаемые во взрывоопасной зоне, должны быть сертифицированы в соответствии с действующими требованиями.

8.1.2 Для выполнения комплекса обязательных исследований станция ГТИ должна иметь в распоряжении:

- комплект датчиков технологических параметров;
- систему газового каротажа по буровому раствору;
- систему геолого-геохимических исследований проб шлама и керна;
- систему сбора, хранения, отображения, обработки информации и синхронизации измерений (далее — систему сбора информации);
- систему информационного обмена в процессе строительства скважин;
- систему энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ.

Комплекс ГТИ может быть расширен за счет новых технологий, введения специальных систем измерения и интегрирования с другими измерительными системами.

8.1.3 Расширение комплекса ГТИ должно обеспечивать повышение безопасности проведения работ, улучшение качества и снижение стоимости строительства скважин, получение дополнительной информации по исследуемой скважине. При расширении комплекса исследований в состав станции ГТИ включают следующие системы:

- систему определения физико-химических свойств бурового раствора;
- систему раннего обнаружения газопроявлений;
- систему мониторинга технического состояния бурового оборудования;
- систему виброакустического каротажа[1)].

8.1.4 Станция ГТИ должна иметь возможность интеграции со следующими измерительными системами:

- системой каротажа в процессе бурения с каналом связи;
- системой каротажа в процессе бурения автономным комплексом;
- системой каротажа на бурильных трубах автономным комплексом;
- системой контроля, испытания, опробования и освоения скважины;
- системой контроля цементирования скважины;
- системой топографо-геодезического обеспечения.

8.1.5 Система сбора информации станции ГТИ должна обеспечивать возможность приема и регистрации данных от указанных измерительных систем, увязку исходных данных по времени и глубине бурящейся скважины, формирование общей базы данных.

8.2 Информационные каналы технологических параметров

8.2.1 В состав станции ГТИ должны включаться следующие информационные каналы:

- канал[2)] положения талевого блока относительно стола ротора;
- канал веса на крюке;
- канал давления бурового раствора в нагнетательной линии;
- канал давления бурового раствора в затрубном пространстве (в обсадной колонне) при закрытом превенторе;
- канал ходов насоса, который должен обеспечивать определение количества ходов насоса в единицу времени;
- канал расхода бурового раствора, нагнетаемого в скважину;
- канал расхода бурового раствора на выходе из скважины;
- канал уровня бурового раствора в емкостях;
- канал скорости вращения ротора;
- канал крутящего момента на роторе;
- канал скорости вращения верхнего привода;
- канал крутящего момента верхнего привода;

---

1) Каротаж — геофизические исследования скважин.

2) Показания этого канала должны позволять рассчитывать положение долота в скважине относительно забоя, глубину скважины, скорость проходки, скорость спускоподъемных операций.

- индикатор положения клиньев, который определяет два положения: «закрыты — открыты»;
- канал плотности бурового раствора на входе в скважину;
- канал плотности бурового раствора на выходе из скважины;
- канал температуры бурового раствора на входе в скважину;
- канал температуры бурового раствора на выходе из скважины;
- канал удельной электрической проводимости бурового раствора на входе в скважину;
- канал удельной электрической проводимости бурового раствора на выходе из скважины (время запаздывания допускается не более 5 с);
- канал, измеряющий объемное содержание свободного газа в буровом растворе, выходящем из скважины (время запаздывания допускается не более 60 с).

8.2.2 При необходимости в систему контроля технологических параметров можно включать другие каналы, информация которых характеризует процесс строительства скважины.

8.2.3 Датчики первичного состояния технологических параметров устанавливают на буровой во взрывоопасной зоне, их следует подключать к системе сбора, установленной на станции, только через искрозащитные барьеры.

8.2.4 Метрологические характеристики датчиков (первичных преобразователей) информационных каналов станции ГТИ приведены в таблице 4. Постоянная времени должна обеспечивать решение задач ГТИ, указанных в разделе 7.

8.2.5 Погрешность определения глубины скважины должна быть не более 1 м на 1000 м протяженности ствола скважины.

Таблица 4 — Метрологические характеристики датчиков (первичных преобразователей) информационных каналов станции ГТИ

Технологические параметры ГТИ (для технологических параметров, измеряемых косвенным путем, приведены возможные варианты датчиков и их характеристики)	Диапазон измерений	Абсолютная погрешность, не более	Относительная погрешность[1], %, не более	Постоянная времени, с, не более	Цена единицы наименьшего разряда[2]
1 Положение талевого блока, м[3] датчик оборотов лебедки буровой установки, импульсы, кГц	0–50 0–1	0,01 —	— ± 0,01	— —	0,01 1
2 Вес на крюке, т[4] датчик натяжения мертвого конца талевого каната, кН	– 0–500	— —	— ± 2,5	— 1	0,01 0,01
3 Давление бурового раствора, МПа	0–25; 0–40; 0–60; 0–100	—	± 0,5	1	0,1
4 Число ходов насоса в единицу времени, ход/мин	0–200	± 1	—	—	1
5 Расход бурового раствора на входе, дм^3/с	0–60	—	± 5,00	5,0	0,5
6 Расход бурового раствора на выходе[5], дм^3/с	0–60	—	± 5,00	5,0	0,5
7 Уровень бурового раствора, м	0–2,5; 0–6,0	± 0,01	—	5,0	0,01
8 Скорость вращения ротора, об/мин	0–350	± 1	—	—	1
9 Крутящий момент на роторе, кН·м[6] датчик натяжения цепи привода ротора, кН, (нагрузка, создаваемая цепью на ролик датчика) датчик тока в цепи питания ротора, А датчик реактивного момента стола ротора, кН	0–60 0–100 0–500 0–50; 0–100	— — —	± 5,00 ± 5,00 ± 5,00 ± 5,00	1 1 1 1	1 1 1 1

Окончание таблицы 4

Технологические параметры ГТИ (для технологических параметров, измеряемых косвенным путем, приведены возможные варианты датчиков и их характеристики)	Диапазон измерений	Абсолютная погрешность, не более	Относительная погрешность[1], %, не более	Постоянная времени, с, не более	Цена единицы наименьшего разряда[2]
10 Плотность бурового раствора на входе и выходе, г/см^3	0,8–2,5	± 0,01	—	10,0	0,01
11 Температура бурового раствора, °С	0–100	± 1	—	5,0	0,1
12 Удельная электрическая проводимость бурового раствора, См/м[7]	0–25	—	± 5,00	5,0	0,01
13 Объемное газосодержание бурового раствора, % [8]	0–20	—	± 5,00	30,0	0,1

[1] Максимальная погрешность в процентах от верхнего предела измерения.

[2] Для цифровых измерительных приборов.

[3] Определение положения талевого блока, как правило, осуществляется путем регистрации направления и скорости вращения барабана лебедки буровой установки. Таким образом, диапазон и метрологические характеристики в единицах измеряемого параметра могут быть определены только для системы датчик — буровая лебедка. В связи с этим в настоящей таблице приведены требования к техническим характеристикам датчика, обеспечивающие выполнение требований к регистрации параметра при установке на большинство буровых установок.

[4] Определение веса на крюке буровой установки, как правило, осуществляется путем регистрации натяжения мертвого конца талевого каната. Соответствие натяжения мертвого конца талевого каната нагрузке на крюке определяется конструкцией талевой системы, погрешность измерения веса на крюке зависит от многих факторов, включая трение в талевой системе, и может быть определена только экспериментально на буровой. В связи с этим в настоящей таблице приведены требования к техническим характеристикам датчика, обеспечивающие выполнение требований к регистрации параметра при установке на большинство буровых установок.

[5] Допускается применение индикатора расхода на выходе, устанавливаемого на выходном желобе буровой установки. В этом случае погрешность измерения не регламентируется. В случае желобной системы закрытого типа необходимо использовать индикаторы специальной конструкции, которые при установке в проделанные для них технологические окна сохраняют ее герметичность.

[6] Определение момента на роторе буровой установки можно проводить различными косвенными способами: по нагрузке, создаваемой цепью привода ротора на натяжительный ролик, по току питания электропривода буровой установки, по реактивному моменту стола ротора и другими. В настоящей таблице приведены требования к техническим характеристикам основных видов применяемых датчиков, обеспечивающие выполнение требований к регистрации параметра при установке на большинство буровых установок.

[7] Нормирование характеристик датчика в величинах удельной электрической проводимости (УЭП) является предпочтительным по сравнению с удельным электрическим сопротивлением, так как УЭП прямо пропорциональна минерализации.

[8] Допускается применение индикатора объемного газосодержания бурового раствора. В этом случае погрешность измерения не регламентируется. Датчики или индикаторы объемного газосодержания должны устанавливаться до вибросит буровой установки и по возможности до контакта бурового раствора с атмосферой.

8.3 Система газового каротажа по буровому раствору

8.3.1 Система газового каротажа по буровому раствору должна обеспечивать:

- непрерывную дегазацию части бурового раствора;
- транспортирование газовоздушной смеси для анализа;
- непрерывное определение содержания в выделенной газовоздушной смеси суммы углеводородов;
- непрерывное или циклическое с периодом не более 2 мин покомпонентное определение углеводородов C_1 — C_5 с изомерами;
- периодическое определение объемного удельного содержания углеводородных газов в пробах бурового раствора после их глубокой дегазации;
- определение с периодом не более 60 с объемного содержания газа в буровом растворе.

В буровом растворе можно проводить измерение концентрации других газов, таких как кислород, азот, водород, гелий, сероводород, углекислый газ, а также парообразных ароматических соединений — бензол, толуол, ксилол.

8.3.2 Система газового каротажа по буровому раствору должна включать:

- дегазатор непрерывного действия с принудительной дегазацией;
- систему транспортирования и очистки газовоздушной смеси;
- суммарный газоанализатор для определения содержания горючих газов;
- компонентный газоанализатор непрерывного или циклического действия;
- термовакуумный дегазатор для глубокой дегазации проб бурового раствора;
- аппаратуру для автоматического определения объемного содержания газов.

8.3.3 Дегазатор непрерывного действия с принудительной дегазацией должен обеспечивать непрерывную принудительную дегазацию бурового раствора с определенной (для заданных параметров бурового раствора) степенью дегазации. Конструкция дегазатора должна обеспечивать постоянную времени газообмена не более 100 с.

8.3.4 Система транспортирования и очистки газовоздушной смеси от влаги и механических частиц должна обеспечивать транспортирование газовоздушной смеси от дегазатора к газоаналитическим приборам и ее подготовку к анализу без изменения газового состава. Время транспортирования не должно превышать 3 мин.

8.3.5 Параметры подачи пробы газовоздушной смеси из транспортирующей линии в газоаналитические приборы (давление, расход, температура) при анализе должны быть постоянными. Подачу калибровочной смеси газов следует осуществлять при тех же значениях параметров.

8.3.6 Система транспортирования газовоздушной смеси должна содержать устройство предотвращения проникновения пламени.

8.3.7 Суммарный газоанализатор для измерения содержания горючих газов должен обеспечивать определение суммарной концентрации углеводородных газов в газовоздушной смеси, извлеченной путем непрерывной дегазации из бурового раствора. Диапазон измерений составляет от 0,005 % об. до 100 % об., основная абсолютная погрешность должна быть не более (0,002 + 0,01·А) % об., где А — числовое значение измеряемого показателя. Постоянная времени не превышает 20 с.

8.3.8 Компонентный газоанализатор непрерывного или циклического действия должен обеспечивать непрерывное или циклическое измерение концентрации углеводородных газов и водорода. Минимально обнаруживаемые соотношения компонентов: H_2/C_1 — 20, C_1/C_2 — 100, C_1/C_3 — 150. Цикл измерения C_1 — C_5 не должен превышать 2 мин.

В диапазоне измерений от 0,005 % об. до 1 % об. основная приведенная погрешность должна быть не более (0,005 + 0,15·А) %, где А — числовое значение измеряемого показателя. В диапазоне показаний от 1 % об. до 100 % об. относительная погрешность — не более 10 %.

8.3.9 Термовакуумный дегазатор проб бурового раствора должен обеспечивать глубокую дегазацию проб бурового раствора объемом не менее 250 $см^3$ по углеводородным и другим газам не более чем за 15 мин.

8.4 Система геолого-геохимических исследований проб шлама и образцов керна

8.4.1 Система геолого-геохимических исследований проб шлама и образцов керна должна включать следующее оборудование:

- устройство для отбора шлама;
- комплект сит для фракционного анализа;
- бинокулярный микроскоп;
- аналитические электронные весы;
- карбонатомер;
- прибор для люминесцентно-битуминологического анализа;
- аппаратуру количественного измерения нефтенасыщенности проб и образцов;
- устройство для сушки с терморегулятором;
- оборудование для измельчения шлама и образцов керна;
- дегазатор проб шлама и образцов керна;
- устройство цифрового фотографирования объектов исследований.

При необходимости в комплекс геолого-геохимических исследований включают другие приборы и устройства, обеспечивающие получение дополнительной геолого-геохимической информации.

8.4.2 Устройство для отбора шлама должно обеспечивать отбор проб шлама, содержащих все фракции частиц шлама, присутствующие в выходящем из скважины буровом растворе, размером более 1 мм. Объем отбираемой пробы должен быть не менее 250 $см^3$.

8.4.3 Комплект сит для фракционного анализа должен обеспечивать фракционный анализ твердых частиц сыпучих материалов. Комплект должен включать сита с размерами ячеек: 0,25; 0,50; 1,00; 2,00; 3,00; 5,00; 7,00 мм.

8.4.4 Бинокулярный микроскоп должен обеспечивать увеличение 6^x — 100^x и регулируемую интенсивность освещения.

8.4.5 Аналитические электронные весы для взвешивания образцов должны обеспечивать верхний предел диапазона измерений не менее чем 150 г, погрешность — не более 5 мг.

8.4.6 Карбонатомер должен обеспечивать измерение процентного содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка в образцах горных пород. Диапазон измерений в весовых процентах составляет от 0 % до 100 %, основная абсолютная погрешность должна быть не более $(2 + 0,05 \cdot A)$ %, где A — значение измеряемой величины.

8.4.7 Прибор для люминесцентно-битуминологического анализа должен обеспечивать оценку нефтебитумонасыщенности образцов горных пород и иметь следующие характеристики:

- диапазон оценки типа битумоида — от легких до смолисто-асфальтеновых;
- оценка интенсивности свечения по условной шкале — от 0 до 5 баллов;
- длина волны ультрафиолетового излучения должна составлять (365 ± 1) нм.

8.4.8 Аппаратура количественного измерения удельного содержания нефти в образцах горных пород инфракрасным спектрометрическим методом должна иметь диапазон измерений от 0 до 100 г/кг.

8.4.9 Устройство для сушки с терморегулятором должно обеспечивать доведение пробы шлама объемом не менее 100 $см^3$ не более чем за 5 мин до сухого состояния при температуре не более 80 °С.

8.4.10 Оборудование для измельчения шлама и образцов керна должно обеспечивать измельчение объекта исследований объемом не менее 3 $см^3$ до размеров частиц не более 0,25 мм не более чем за 5 мин.

8.4.11 Дегазатор проб шлама и образцов керна должен обеспечивать извлечение из объектов исследований не менее 70 % свободного и растворенного газов не более чем за 15 мин.

8.4.12 Устройство цифрового фотографирования объектов исследований должно формировать образ объектов исследований в цифровом виде, их хранение и передачу в систему сбора, хранения, обработки информации и синхронизации времени.

8.4.13 При описании пород по результатам исследований шлама и керна должны быть отмечены следующие признаки:

- наименование породы;
- цвет (во влажном состоянии) при естественном освещении;
- цвет при ультрафиолетовом освещении (люминесценция);
- структура породы;
- текстура породы;
- твердость, степень уплотнения породы;
- крепость породы;
- состав цемента;
- тип цемента;
- тип коллектора;
- пористость и кавернозность;
- трещиноватость;
- битуминозность, нефтеносность, газосодержание;
- наличие минеральных включений, органических остатков.

Допускается указание других дополнительных признаков.

8.5 Система мониторинга технического состояния бурового оборудования

8.5.1 Система мониторинга технического состояния бурового оборудования предназначена для обнаружения отклонений состояния бурового оборудования от нормального для конкретного технологического процесса строительства скважины с целью предотвращения возможных осложнений, простоев и аварий. Система мониторинга технического состояния бурового оборудования использует информацию от датчиков технологических параметров процесса бурения. Эта информация обрабатывается по соответствующим алгоритмам с целью выявления отклонений в состоянии оборудования.

8.5.2 Система мониторинга технического состояния бурового оборудования должна обеспечивать:

- определение негерметичности бурового инструмента;

- контроль динамики бурильной колонны в реальном времени;
- контроль недопустимых разгрузок инструмента и ударов о забой;
- контроль затяжек и посадок инструмента;
- непрерывное определение коэффициента гидравлических потерь в скважине;
- определение наработки талевого каната;
- определение наработки сменных узлов буровых насосов;
- суммарное число оборотов долота.

8.6 Система раннего обнаружения газопроявлений

8.6.1 Система раннего обнаружения газопроявлений устанавливается на буровой и должна обеспечивать повышение безопасности буровых работ за счет обнаружения выбросоопасных объемов газа в затрубном пространстве бурящейся скважины до выхода его на дневную поверхность.

8.6.2 Система раннего обнаружения газопроявлений основана на изменениях акустических свойств бурового раствора за счет попадания в него газа из пластов-коллекторов (изменение амплитуды пульсаций и скорости прохождения акустической волны, создаваемой работой поршневых буровых насосов или специального забойного генератора гидравлических импульсов).

8.6.3 Система раннего обнаружения газопроявлений состоит из двух датчиков динамического давления, установленных в линии высокого давления на входе в скважину и в затрубном пространстве на выходе из скважины.

Система анализирует амплитуды и спектр пульсаций давлений, определяет отношение амплитуд пульсаций и их сдвиг по фазе, формирует сигнал наличия газа в затрубном пространстве.

8.7 Система определения физико-химических свойств бурового раствора

8.7.1 Система определения физико-химических свойств бурового раствора содержит дополнительные датчики физико-химических свойств бурового раствора и должна обеспечивать повышение информативности ГТИ.

8.7.2 Система содержит следующие датчики:

- датчик диэлектрической проницаемости бурового раствора;
- датчик измерения водородного показателя pH;
- датчик окислительно-восстановительного потенциала Eh;
- датчик содержания растворенного кислорода в растворе;
- датчики содержания в растворе следующих ионов: Mg+2; Na+; K+; Ca+2; Cl-; S-2; J-; S042.

Метрологические требования к датчикам приведены в таблице 5.

Таблица 5 — Метрологические требования к датчикам

Измеряемый показатель	Диапазон	Погрешность
Относительная диэлектрическая проницаемость	От 1 до 80	0,1
Водородный показатель pH	От 0,0 до 14,0	0,1
Окислительно-восстановительный потенциал Eh, мВ	От –2000 до +2000	10
Содержание растворенного кислорода, мг/дм^3	От 0 до 40	5 %
Содержание ионов, моль/дм^3	От $1 \cdot 10^{-4}$ до 1	1 %

8.7.3 Система определения физико-химических свойств бурового раствора должна быть проточной с непрерывным определением значений измеряемых параметров. Допускается дискретное определение измеряемых параметров путем автоматического взятия проб бурового раствора и их обновления. Время обновления должно быть не более 60 с.

8.8 Система виброакустического каротажа

8.8.1 Система виброакустического каротажа предназначена для снижения аварийности буровых работ за счет увеличения объема и скорости поступления информации о состоянии бурового инструмента. Система устанавливается на бурильной колонне и вблизи буровой и включает датчики вибрации.

8.8.2 Система анализирует амплитудно-частотные характеристики вибрации бурильной колонны и грунта для контроля состояния бурового инструмента, а также для изучения процесса взаимодействия долота с породой с целью литологического расчленения разреза.

8.9 Система сбора, хранения, обработки, отображения информации и синхронизации измерений

8.9.1 Система сбора является аппаратно-программным комплексом, состоящим из устройств сбора и отображения информации, компьютерного оборудования и программного обеспечения.

8.9.2 Регистрация данных всеми регистрирующими устройствами, входящими в состав станции ГТИ, необходимо синхронизировать по времени с погрешностью не более 1 с. Для целей синхронизации можно использовать универсальное координатное время (UTC). Для синхронизации времени с удаленными устройствами (например, АРМ центра удаленного мониторинга) рекомендуется использовать систему ГЛОНАСС.

8.9.3 Устройства сбора и отображения информации должны обеспечивать:

- прием и регистрацию информации от датчиков технологических параметров, системы газового каротажа по буровому раствору, системы геолого-геохимических исследований проб шлама и образцов керна;
- определение измеряемых физических величин и расчетных параметров;
- хранение и отображение информации.

Должна быть обеспечена непрерывная регистрация быстроизменяющихся технологических параметров (положение талевого блока, вес на крюке, крутящий момент на роторе, давление нагнетания, обороты ротора) в реальном времени с частотой дискретизации не менее 1 Гц.

Вся информация должна быть синхронизирована с погрешностью не более 1 с. Компьютерное оборудование должно обеспечивать непрерывную регистрацию и визуализацию измеряемых параметров в режиме реального времени проводки скважины.

Компьютерное оборудование должно обеспечивать функционирование используемого программного обеспечения по обработке и интерпретации данных ГТИ. Эксплуатационные характеристики компьютерного оборудования (быстродействие, надежность, виброустойчивость, помехозащищенность, термоустойчивость, устойчивость к агрессивным средам) должны соответствовать условиям работы в полевых условиях. Компьютерное оборудование должно проходить периодическое тестирование на соответствие технических характеристик в процессе эксплуатации.

8.9.4 Программное обеспечение системы сбора

8.9.4.1 Программное обеспечение системы сбора должно решать задачи:

- градуировки измерительных каналов и датчиков;
- автоматического тестирования и индикации неисправностей узлов системы;
- настройки системы для распознавания текущих операций и включения аварийной сигнализации;
- настройки частоты регистрации данных в функции времени;
- настройки шага регистрации данных в функции глубины в диапазоне от 0,1 до 0,5 м;
- ручного ввода и хранения данных по скважине, буровому оборудованию, инструменту, применяемым долотам и других необходимых данных;
- приема информации от датчиков, усреднения, масштабирования, фильтрации данных;
- привязки зарегистрированной информации ко времени ее получения и глубине скважины, в том числе с учетом времени отставания;
- дублирования регистрируемых данных на дополнительном носителе;
- контроля выхода параметров за установленные пределы;
- автоматического распознавания технологических операций: «Бурение», «Промывка», «Проработка», «Наращивание», «Спуск», «Подъем».

8.9.4.2 Программа обработки должна вычислять следующие технологические параметры:

- глубину скважины;
- положение долота относительно забоя;
- положение талевого блока;
- скорость перемещения инструмента;
- теоретический (расчетный) вес инструмента;
- текущее значение нагрузки на долото;
- объемы раствора в емкостях;
- скорость бурения в функции времени;

- скорость или продолжительность бурения (детального механического каротажа) в функции глубины;
- расход бурового раствора, рассчитанный по числу ходов насоса в единицу времени;
- время отставания бурового раствора;
- глубину скважины с учетом времени отставания раствора;
- время отставания шлама;
- глубину скважины с учетом времени отставания шлама;
- баланс долива/вытеснения при спускоподъемных операциях;
- давления в скважине;
- эквивалентную плотность раствора в процессе циркуляции.

8.9.4.3 Визуализация данных на мониторах должна обеспечивать выполнение следующих функций:
- автономной настройки экрана с любого пользовательского компьютера в сети;
- просмотра данных в графическом и цифровом виде;
- режима отображения данных в реальном времени и режима просмотра ранее зарегистрированных данных;
- выбора для просмотра любого набора регистрируемых данных;
- вывода данных по времени, глубине и глубине с учетом времени отставания;
- изменения интервалов времени или глубины, выводимых на экран;
- редактирования масштаба представления данных;
- просмотра в графическом виде данных, представленных в LAS-формате;
- редактирования и сохранения экранных форм-шаблонов.

8.9.4.4 Информация системы сбора должна быть защищена от несанкционированного доступа.

8.9.5 Программное обеспечение обработки и интерпретации данных ГТИ при решении геологических задач должно управлять вводом, вычислением, анализом, формированием, представлением и хранением следующих данных:
- проектного или прогнозного стратиграфического и литологического разрезов скважины с указанием глубины залегания ожидаемых продуктивных коллекторов;
- процентного содержания основных литологических типов пород (шламограмма);
- фракционного состава шлама;
- физических и химических характеристик пород (плотность, пористость, содержание карбонатов, нефтебитумосодержание, газонасыщенность);
- литологического состава пород;
- макро- и микроописания пород;
- характеристики пластов и реперов в разрезе скважины;
- уточненных границ пластов;
- расчета содержания газа, приведенного к пластовым условиям;
- расчета флюидных коэффициентов;
- характера насыщения пластов-коллекторов.

Программное обеспечение решения технологических задач должно включать:
- расчет рейсовой скорости и стоимости метра проходки;
- оптимизацию режимных параметров бурения;
- оптимизацию времени работы долота для его смены;
- анализ отработки долот;
- расчет гидростатического давления в скважине;
- расчет гидродинамических потерь в циркуляционной системе (трубы, забойный двигатель, долото, кольцевое пространство);
- расчет гидродинамических давлений при проведении спускоподъемных операций и их сравнение с данными гидроразрыва;
- расчет показателя нормализованной скорости проходки;
- выделение зон аномально высокого пластового давления и аномально высокого порового давления в разрезе;
- расчет пластовых давлений, коррекцию их значений по фактическим измерениям и сравнение с ожидаемыми значениями;
- прогноз давлений перед забоем;
- контроль траектории ствола скважины путем расчета координат забоя по данным инклинометрии.

8.9.6 Программное обеспечение общего назначения должно выполнять следующие функции:

- просмотр в графическом виде всех зарегистрированных и расчетных геологических, геохимических, технологических данных, включая данные ГИС, представленные в LAS-формате;
- согласование по глубине данных ГТИ с данными ГИС;
- конвертирование данных, полученных в масштабе глубины, в LAS-формат.

8.9.7 Программное обеспечение вывода данных на печать должно выполнять следующие операции:

- формирование и печать диаграмм зарегистрированных данных в функции времени;
- формирование и печать диаграмм зарегистрированных данных в функции глубины и глубины с учетом времени отставания;
- формирование и печать данных анализа шлама и выходной литологической колонки;
- вывод на печать диаграмм, представленных в LAS-формате;
- вывод данных в функции глубины, измеренной вдоль ствола скважины (в произвольном масштабе);
- вывод данных в функции вертикальной глубины скважины;
- выборка и печать в табличной форме любого набора регистрируемых данных за любой интервал времени или глубины;
- вывод на печать сформированных диаграмм и отчетов.

8.10 Система информационного обмена при строительстве скважин

8.10.1 Система информационного обмена в процессе строительства скважин (далее — система информационного обмена) должна включать технические средства связи, передачи и отображения информации, а также программное обеспечение.

8.10.2 Система информационного обмена должна обеспечивать информацией все службы, участвующие в данном процессе. Передача информации со станции ГТИ в службу технического и метрологического обеспечения и службу обработки и интерпретации информации должна осуществляться по независимому цифровому каналу связи.

8.10.3 Технические средства связи, передачи и отображения информации должны обеспечивать:

- голосовую связь в пределах буровой площадки;
- визуальное отображение информации на рабочих местах персонала;
- межкомпьютерную связь на буровой;
- межкомпьютерную связь с отдаленными пользователями;
- независимый канал связи станции со службами ГТИ.

8.10.3.1 Голосовая связь в пределах буровой площадки должна обеспечивать обмен сообщениями между персоналом, участвующим в процессе строительства скважины.

8.10.3.2 Должно быть обеспечено визуальное отображение информации на рабочих местах в цифровом и графическом виде на мониторах и информационных табло (по согласованию с заказчиком).

8.10.3.3 Средства межкомпьютерной связи на буровой должны обеспечивать доступ к данным ГТИ персоналу, участвующему в процессе строительства скважины.

8.10.3.4 Информационный обмен с вспомогательными инженерными программами обработки данных и удаленными рабочими местами рекомендуется осуществлять с использованием открытых международных форматов данных WITS, WITSML.

8.10.3.5 Независимый канал связи станции со службами ГТИ должен обеспечивать обмен цифровой информацией между станцией и службами ГТИ.

8.10.4 Программное обеспечение системы информационного обмена должно выполнять следующие функции:

- визуальное отображение информации на рабочих местах в пределах буровой площадки;
- доступ к данным ГТИ специалистам, участвующим в процессе строительства скважины в пределах буровой площадки;
- доступ к данным ГТИ специалистам, участвующим в процессе строительства скважины, на удаленных рабочих местах;
- обмен цифровой информацией между станцией и службами ГТИ.

8.11 Система энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ

Система энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ должна обеспечивать:

- питание оборудования станции переменным током частотой (50 ± 2) Гц и напряжением (220 ± 22) В, (380 ± 38) В;

- автономное аварийное питание компьютерного оборудования в течение 30 мин после отключения основного питания.

Система энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ должна включать:

- устройства энергоснабжения;
- устройства принудительной вытяжной вентиляции, кондиционирования и обогрева;
- устройства водоснабжения;
- оборудование рабочих мест персонала.

8.11.1 Система энергопитания и жизнеобеспечения станции ГТИ должна функционировать с соблюдением действующих правил безопасности и санитарно-гигиенических норм.

8.11.2 При установке станции ГТИ во взрывоопасной или загазованной зоне помещение станции должно быть герметичным и в нем должно поддерживаться избыточное давление не менее 50 Па.

8.11.3 При монтаже станции ГТИ на морских платформах помещение (кабина) для проведения ГТИ должно удовлетворять требованиям морского регистра к рабочим помещениям.

9 Требования к организации и производству работ по ГТИ

9.1 Перед проведением ГТИ составляют документ, определяющий порядок и способы обмена информацией, необходимой для качественного выполнения работ, средства коммуникации, порядок взаимодействия персонала в процессе производства работ и нештатных ситуациях. Документ составляют и подписывают организации, участвующие в процессе строительства скважины, и в обязательном порядке утверждает недропользователь.

Примечание — Любое изменение в обмене информацией между службой ГТИ и другими участниками процесса строительства скважины должно быть согласовано с недропользователем.

9.2 Подготовка к монтажу и монтаж станции ГТИ должны проводиться в соответствии с проектом установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой, утвержденным заказчиком.

9.3 Калибровку информационных каналов, датчиков технологических параметров и аттестацию оборудования станции ГТИ выполняют в соответствии с технической документацией.

9.4 В состав службы ГТИ должны входить следующие структурные подразделения:

- производственные партии (отряды);
- служба технического и метрологического обеспечения;
- служба контроля, обработки и интерпретации информации.

9.4.1 Производственные партии (отряды) проводят ГТИ на буровой. В процессе проведения ГТИ операторы партии (отряда) ГТИ выполняют функции:

- непрерывного контроля регистрируемых параметров и анализа тенденции их изменения за интервал времени, необходимый для интерпретации данных;
- периодического отбора и исследования проб шлама и бурового раствора;
- оперативного обеспечения информацией заказчика для принятия им управленческих решений по внесению необходимых оперативных изменений в технологию строительства скважины.

9.4.2 Служба технического и метрологического обеспечения выполняет ремонт, техническое обслуживание, наладку, поверку и калибровку датчиков, приборов и комплексов, предназначенных для исследования скважин.

9.4.3 Служба контроля, обработки и интерпретации информации осуществляет приемку от партий (отрядов) первичных материалов, их обработку и интерпретацию. В состав службы должна входить стационарная лаборатория, выполняющая контрольные анализы проб шлама, керна, пластового флюида по всей номенклатуре анализов, проводимых на буровой.

9.5 Регистрация данных ГТИ должна проводиться с помощью аппаратуры и оборудования, допущенных к применению в установленном порядке. Экспериментальные образцы аппаратуры допускаются к применению по согласованию заказчика и исполнителя ГТИ. Применяемая аппаратура, оборудование и технологии должны иметь эксплуатационную документацию.

9.6 Внесение каких-либо изменений в конструкцию аппаратуры и оборудования допускается только при согласовании с организацией-разработчиком.

9.7 Предприятие, выполняющее ГТИ, должно:

- располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ;
- обеспечивать контроль качества и объективность получаемых материалов ГТИ.

9.8 К проведению измерений при ГТИ допускается только аппаратура, прошедшая калибровку.

9.9 Работы на базе состоят из подготовительных и заключительных работ.

Подготовительные работы на базе включают:

- получение от заказчика необходимой информации о скважине и соседних, ранее пробуренных скважинах;
- анализ проектных материалов на скважину с целью наиболее оптимального решения задач ГТИ;
- составление проектного геологического разреза, геологического задания для операторов-геологов, методического руководства для операторов-технологов по решению конкретных задач по скважине;
- составление и согласование с заказчиком проекта технического задания;
- проверку и тестирование всего комплекса аппаратуры и оборудования;
- согласование заказчиком проекта установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой;
- подготовку станции к транспортированию на буровую.

Заключительные работы включают:

- оформление материалов исследований после окончания бурения скважины, сдачу их в контрольно-интерпретационную партию;
- оценку качества материалов исследований, их интерпретацию;
- составление совместно с контрольно-интерпретационной партией отчета по скважине и сдачу его заказчику;
- консервацию станции (в случае необходимости), перед которой проводят ревизию оборудования и аппаратуры и составляют акт о степени готовности станции к дальнейшей эксплуатации.

9.10 Работы на буровой

Подготовительные работы на буровой должны включать:

- установку станции на буровой согласно проекту установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой;
- проверку готовности буровой к проведению ГТИ согласно проекту установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой;
- подписание акта проверки готовности скважины к проведению ГТИ;
- заземление станции на контур буровой;
- монтаж датчиков ГТИ, газовоздушной линии и дегазатора, силовых и информационных кабелей с соблюдением правил, изложенных в проекте установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой;
- подключение станции к сети (выполняется электриком буровой бригады в присутствии начальника партии);
- запуск станции, настройку, калибровку каналов регистрации, оформляемую актом калибровки;
- включение станции в работу.

Заключительные работы должны включать:

- оформление материалов исследований после окончания бурения скважины;
- демонтаж датчиков ГТИ, газовоздушной линии, информационных кабелей;
- отключение станции от сети (осуществляется электриком буровой бригады в присутствии начальника партии);
- подписание акта выполнения работ по ГТИ;
- подготовку станции к транспортированию.

9.11 Транспортирование станции ГТИ на буровую и с буровой осуществляют в соответствии с требованиями правил безопасности на соответствующем виде транспорта.

9.12 При проведении работ на буровой операции должны выполняться в следующей технологической последовательности:

- калибровка датчиков и оборудования станции на буровой;
- контроль состояния аппаратуры и оборудования станции ГТИ;
- непрерывное измерение и контроль технологических параметров бурения и физико-химических свойств бурового раствора;
- отбор проб шлама и образцов керна с обязательной оценкой представительности проб шлама;
- макроописание и исследование проб шлама и образцов керна;
- определение основной и обвальной пород в пробах шлама;
- запись результатов измерений и исследований в базу данных с периодическим контролем качества записанных данных;
- анализ полученной информации;
- формирование и выдача оперативных сообщений и рекомендаций;

- формирование геологических и технологических сводок;
- обеспечение информацией пользователей на буровой;
- формирование и передача блоков информации отдаленным пользователям.

9.13 При контроле технологического процесса строительства скважины для своевременного распознавания предаварийных ситуаций и предотвращения выбросов и открытых фонтанов следует выполнять следующие операции:

- обязательную промывку скважины перед подъемом инструмента в течение времени, превышающего рассчитанное время выхода забойной пачки бурового раствора (величину расчетного времени отставания) в 1,5 раза;
- предупреждение буровой бригады о факте повышения содержания углеводородных и других газов (регистрируемых газоаналитическим оборудованием) в газовоздушной смеси, извлеченной из дегазатора принудительного действия;
- контроль долива скважины и вычисление притока (поглощения) бурового раствора при подъеме инструмента;
- выдачу рекомендаций на прекращение подъема и восстановление циркуляции до выхода забойной пачки бурового раствора в случае, если приток (поглощение) превысит 0,5 $м^3$.

9.14 Все выдаваемые рекомендации следует фиксировать в рабочем журнале по проведению ГТИ, буровом журнале и ежесуточных сводках.

9.15 Буровую бригаду персонал станции ГТИ предупреждает обо всех случаях выхода контролируемых параметров за пределы диапазонов значений, установленных в проектных документах с целью своевременного обнаружения отклонения технологического процесса от нормы как за счет осложнения скважины по геологическим причинам, так и за счет предаварийного состояния бурового инструмента и оборудования.

9.16 В случае возникновения аварии план ее ликвидации, составленный заказчиком, должен регламентировать взаимоотношения персонала партии ГТИ и буровой бригады и обмен информацией между ними при ликвидации аварии.

9.17 Служба обработки и интерпретации информации на базе должна выполнять:

- архивирование и хранение всей цифровой информации, полученной станциями ГТИ;
- оценку качества поступивших материалов;
- формирование единой базы данных в функции глубины;
- увязку данных ГТИ в функции глубин с глубинами по результатам ГИС;
- интерпретацию данных ГТИ по перспективным интервалам с выделением продуктивных горизонтов и определением характера их насыщения;
- формирование сводных диаграмм ГТИ в функции глубины;
- составление сводных таблиц;
- составление отчета по скважине;
- передачу отчета по скважине заказчику.

9.18 Отчет по скважине должен содержать следующие сведения:

- литологическое расчленение разреза скважины;
- выделение продуктивных горизонтов и определение характера их насыщения;
- график строительства скважины;
- баланс времени по строительству скважины;
- технологические показатели скважины;
- перечень и описание выявленных осложнений, предаварийных ситуаций и других отклонений от геолого-технического наряда и режимно-технологической карты;
- рекомендации различного характера и их выполнение буровой бригадой;
- сводную диаграмму (набор данных согласуется с заказчиком) в функции глубины;
- заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах, включающее рекомендации на проведение последующих технологических операций.

10 Требования к форме представления данных ГТИ

10.1 Данные исследований представляют в виде сводных диаграмм в функции времени и глубины.

10.2 Заголовок диаграммы должен содержать:

- наименование страны, площадь;
- номер, категорию скважины, номер куста;

- наименование компании заказчика, исполнителя;
- проектную глубину;
- номер партии, фамилии начальника отряда и операторов;
- тип станции;
- диапазон времени или глубины на диаграмме;
- расшифровку кратких обозначений (при их наличии на диаграмме).

10.3 Поля, на которых изображают графики параметров, отделяют вертикальными линиями (вдоль рулона бумаги). Графики разных параметров должны различаться по цвету, толщине или типу линий (сплошная, пунктирная, штриховая).

10.4 Различные текстовые комментарии, а также фотографии можно располагать на свободных местах диаграмм. Соответствующая этим фрагментам глубина должна быть указана специальными линиями или стрелками.

11 Требования к персоналу ГТИ

11.1 Персонал ГТИ должен состоять из операторов станций ГТИ, персонала службы обработки и интерпретации информации и службы технического и метрологического обеспечения.

11.2 Персонал станции и служб ГТИ должен проходить контроль квалификации в соответствии с положениями системы профессиональной подготовки и контроля квалификации, утвержденной руководителем предприятия.

Библиография

[1] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ — Об обеспечении единства измерений (с изменениями и дополнениями от 13.07.2015)

УДК 622.279.5.001.42:006.354 ОКС 73.020

Ключевые слова: нефтяная скважина, газовая скважина, нефть, газ, геолого-технологические исследования, бурение, геофизические исследования, информационно-измерительная система, мониторинг, разведка, разработка, охрана окружающей среды

Редактор *Т.В. Крамарева*
Корректор *Г.В. Яковлева*
Компьютерная верстка *Ю.В. Половой*

Сдано в набор 20.07.2016. Подписано в печать 18.08.2016. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,90. Тираж 31 экз. Зак. 2133.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Набрано в ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11
gost.e-ecolog.ru @mail.ru

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995, Москва, Гранатный пер., 4.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru