Министерство образования и науки Российской Федерации РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

> В. В. Кульчицкий, А. С. Ларионов, А.И. Архипов

# ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Министерство образования и науки Российской Федерации РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА имени И.М.ГУБКИНА

Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин

В.В. Кульчицкий, А.С. Ларионов, А.И. Архипов

## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Допущено учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для бакалавров и магистров по направлению 130500 «Нефтегазовое дело» и для подготовки дипломированных специалистов по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» УДК 622.24

Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Архипов А.И. Учебное пособие «Применение технических средств контроля процессов бурения нефтегазовых скважин». М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2010 – 151 с. 130 илл.

Дано описание целей и задач инженерного сопровождения процессов бурения скважины с объединением автоматизированных рабочих мест (APM) специалистов в единое информационное пространство. Приведены примеры ситуационных центров поддержки принятия решений в бурении скважин и разработке нефтегазовых месторождений.

Приведена краткая теоретическая справка по геолого-технологическим исследованиям (ГТИ) в процессе бурения и техническим средствам контроля. Рассмотрены роль и основные задачи станции ГТИ при бурении скважин.

Описаны общие принципы информационной системы технологического контроля при управления строительством скважин. Приведены основы подготовки отчетной информации и проанализированы способы ее получения. Дано описание информационного обеспечения и компьютерных средств станции ГТИ, а также приведены фотографии мест расположения измерительных датчиков на элементах буровой установки. Представлены основные принципы функционирования программного продукта станции ГТИ «АПК Волга».

Дано описание лабораторных работ, выполняемых с применением технических средств станции ГТИ «АПК Волга».

Работа направлена на создание методических и практических основ по подготовке кадров для работы со станцией ГТИ.

Издание подготовлено на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин.

Рецензенты:

д.т.н., профессор Крылов В.И., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина д.т.н., профессор Калинин А.Г., РГГРУ имени Серго Орджоникидзе

- © Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Архипов А.И., 2010
- © Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010

## Содержание

Принятые сокращения	5
Введение	8
1. Технологический контроль бурения скважин	9
1.1. Цель и задачи инженерного сопровождения строительства скважин	9
1.2. Ситуационный центр поддержки принятия решений в бурении	11
1.3. Станция геолого-технологических исследований (ГТИ) в бурении	14
1.4. Технические средства контроля бурения скважин	15
2. Практические задачи	25
2.1. Лабораторная работа №1. Установка станции ГТИ и монтаж датчико на буровом объекте	ов 25
2.2. Лабораторная работа №2. Метрологическое обеспечение и алгоритмы	
расчета технологических параметров станции ГТИ	50
2.3. Лабораторная работа № 3. Анализ и интерпретация технологических	
параметров процесса бурения	55
Заключение	83
Литература	84
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Инструкция по работе с АРМ «Волга-драйвер»	87
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Руководство пользователя АРМ «Волга-супервайзер»1	08
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Пример контрольного теста знаний студента1	49

### Принятые сокращения

- АВПД Аномально высокое пластовое давление
- АВПоД Аномально высокое поровое давление
- АПК Аппаратно-программный комплекс
- АРМ Автоматизированное рабочее место
- БС Блок сопряжения
- ВМР Вышко-монтажные работы
- ГТИ Геолого-технологические исследования
- ГТН Геолого-технологический наряд
- ГНК Геонавигационный комплекс
- ГИВ Гидравлический индикатор веса
- ГИС Геофизические исследования скважины

ГК, НГК, ПС, КС – аббревиатуры, обозначающие определенный метод ГИС в стволе скважины

- ГНВП Газонефтеводопроявление
- ГРП Гидравлический разрыв пласта
- ГТИ Геолого-технологические исследования

ГТК – Геолого-технологический контроль, включающий в себя геологотехнологические и геолого-геохимические исследования и газовый каротаж

ГТН – Геолого-технический наряд на строительство (восстановление) скважины

- ДВ Датчик веса
- ДД Датчик давления
- ДМ Датчик момента
- ДОЛ Датчик оборотов лебедки
- ДОР Датчик оборотов ротора
- ДП Датчик плотности
- ДПК Датчик положения клиньев
- ДР<sub>вх</sub> Датчик расхода на входе
- ДР<sub>вых</sub> Датчик расхода на выходе

Д<sub>у</sub> – Датчик уровня

- ДМК Детально-механический каротаж
- ДДИП Детектор дифференциальной ионной подвижности
- ДТП Детектор по теплопроводности
- ЗТС Забойная телеметрическая система
- ИВЭ Электронный индикатор веса

ИК – Инклинометр

- ИИС Информационно-измерительные системы
- ИТР Инженерно-технический работник
- КИПиА Контрольно-измерительные приборы и автоматика
- КНБК Компоновка низа бурильной колонны
- КПОР Карта поинтервальной обработки бурового раствора
- ЛПР Лицо, принимающее решение
- МСД Модуль сбора данных
- НГВП Нефтегазоводопроявление
- ОЗЦ Ожидание затвердевания тампонажного раствора в тампонажный камень
- ОК Окончательный каротаж
- ПБ НГП Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 08-

624-03, утверждены постановлением Госгортехнадзора России №56 от 05.06.2003г.

- ПВО Противовыбросовое оборудование устья
- ПДК Постоянно-действующая комиссия по расследованию аварий
- ПЖ Промывочная жидкость
- ПЗР Подготовительно-заключительные работы
- ПК Привязочный каротаж
- ПИД Пламенно-ионизационный детектор
- $\Pi \Phi \square \Pi$ ламенно-фотометрический детектор
- ПСД проектно-сметная документация
- ППФД Пульсирующий пламенно-фотометрический детектор

РД – Нормативный документ федерального уровня, регламентирующий определенный вид работ (род деятельности)

- РТК Режимно-технологическая карта
- СГТК Станция геолого-технологического контроля
- СОД Система отображения данных
- СКПБ Система контроля процесса бурения
- СЦБ Ситуационный центр поддержки принятия решений в бурении
- СПО Спуско- подъемные операции в стволе скважины
- СГТИ Станция геолого-технологических исследований
- ТИД Термоионный детектор
- ТЭП Технико-экономические показатели
- УБТ Утяжеленные бурильные трубы
- УЗД Ультразвуковая дефектоскопия
- УМК Универсальный механический ключ
- ХЛД Хемилюминесцентный детектор
- ЦИТС Центральная инженерно- технологическая служба
- ЭВМ Электронно-вычислительная машина
- ЭДС Электродвижущая сила

### Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин представляет собой сложный технологический процесс, контроль за состоянием которого требует внедрения средств автоматизации. Настоящий этап развития техники позволяет передовым предприятиям внедрять автоматизированные рабочие места (APM) оператора буровой установки. С одной стороны это упрощает управление технологическими операциями, анализ состояния объекта, экономит время и деньги заказчика, а с другой – повышает требования к квалификации обслуживающего персонала. Современный специалист в области бурения должен обладать знаниями и навыками не только по своей специальности, но и понимать основы устройства и принцип действия измерительной аппаратуры, автоматики, компьютерных и информационных технологий.

Информационное обеспечение процесса бурения включает в себя сбор, обработку, передачу И анализ информации 0 горно-геологических, технологических, технико-экономических, инклинометрических и других параметрах. Функции сбора, обработки И передачи информации осуществляются специализированными информационно-измерительными системами (ИИС), такие как станции геолого-технологических исследований (СГТИ), системы контроля процесса бурения (СКПБ), геонавигационные комплексы (ГНК), оснащенные забойными телеметрическими системами (3TC). Непосредственный анализ информации осуществляет так называемое лицо, принимающее решение (ЛПР), опираясь на сложное программное обеспечение. В качестве ЛПР может выступать буровой мастер, супервайзер, эксперт аналитического отдела, заказчик и другие специалисты.

По результатам сопровождения процесса бурения создается различная отчетная документация. К ней предъявляются достаточно жесткие требования со стороны заказчика, и именно на ее основе осуществляется оплата всей выполненной работы. Поэтому грамотный специалист обязан уметь правильно составлять документы и работать с готовыми отчетами.

Данное учебно-методическое пособие имеет цель обобщить опыт работы коллектива специалистов по созданию, обслуживанию, эксплуатации и обучению работе на современных СГТИ, СКПБ, ГНК и предоставить широкому кругу обучаемых знания и умения для непосредственного практического применения СГТИ в нефтяной и газовой промышленности.

### 1. Технологический контроль бурения скважин

### 1.1.Цель и задачи инженерного сопровождения строительства скважин

Для контроля бурения скважин по утвержденному проекту необходим круглосуточный мониторинг процессов строительства, для чего необходимо применение средств автоматизации и измерений на буровом объекте. Принятие решений должно происходить быстро и обоснованно даже в условиях недостатка информации и фактов. Банки данных и компьютерные средства существенно расширяют знания персонала и открывают возможности принятия решений буровой бригадой с помощью поддержки дистанционно расположенной в инженерном центре команды специалистов.



Рис. 1. Диспетчерская центра инженерного сопровождения производственных

работ

Для обеспечения соответствия проводимых буровых работ на скважине корпоративным стандартам качества, требованиям правил охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности и защите окружающей среды необходимо осуществлять:

- супервайзерское сопровождение бурового процесса;
- инструментальный контроль процесса бурения скважин станцией геолого-технологических исследований.

Сокращение затрат сил, времени и средств, снижение производственных рисков в бурении возможно при условии непрерывного контроля и анализа объективной информации о ходе технологических процессов, происходящих в скважине и на буровом объекте.

Целью инженерного сопровождения является повышение технологической, экологической И экономической эффективности строительства нефтегазовых с соблюдением скважин норм техники безопасности и охраны труда.

Основные задачи инженерного сопровождения строительства скважин:

- предварительное планирование процесса строительства скважин;
- мониторинг технологических параметров бурения скважины;
- создание единого банка данных промысловых данных по строительству скважин;
- поддержка принятия решений в процессе бурения скважин;
- проведение инженерных расчетов с применением современных программных продуктов;
- организационный контроль работы подрядчиков и сервисных компаний;
- анализ результатов бурения скважин и обобщение производственного опыта.

Основным источником технологической информации на буровом объекте являются датчики станции ГТИ, расположенные непосредственно на буровой установке. С помощью специальных интерфейсов и компьютерных средств современная станция ГТИ может передавать измерения и данные в дистанционно расположенный центр мониторинга, где специалисты инженерной службы могут анализировать ситуацию и в случае необходимости вмешиваться в производственный процесс бурения скважины.

### 1.2. Ситуационный центр поддержки принятия решений в бурении

Современный развития нефтегазовой отрасли России этап В характеризуется широким внедрением систем автоматизации различного обусловлено Это необходимостью адаптироваться быстро уровня. К изменяющимся условиям экономической конъюнктуры и производства. Накопленная информация обо всех стадиях строительства и эксплуатации нефтегазовых скважин собирается, обрабатывается и поступает в так называемые ситуационные центры поддержки принятия решений в бурении (СЦБ). Основная цель ситуационных центров – повышение организационной эффективности производства и контроля технологических объектов за счет кооперации усилий специалистов недропользователя И сервисных предприятий. Кроме того, накапливается значительный производственный опыт, решается задача оптимизации строительства скважин, что приводит к снижению рисков. Работа СЦБ осуществляется командой экспертов в едином информационном которое пространстве, защищено внешнего OT Ими несанкционированного доступа. обобщается опыт компании ПО применению научно-технических разработок и организационных подходов в области бурения и ремонта скважин (рис. 2).



Рис. 2. Ситуационные центры ведущих нефтегазовых, сервисных компаний и ВУЗов

Основные направления деятельности СЦБ:

1. Регулирование и контроль производственных операций на буровом объекте в рамках системных задач повышения эффективности нефтегазового производства.

2. Управление и анализ внедрения технико-технологических новаций в области бурения и ремонта скважин в различных горно-геологических условиях и регионах России.

 Оптимизация взаимодействия участников процессов проектирования, бурения и ремонта скважин для минимизации временных и финансовых потерь нефтегазовой компании.

 Контроль выполнения норм и требований исполнителями подрядных организаций при выполнении различных производственных операций на скважинах.

5. Информационная и консультационная поддержка принятия оперативных решений на буровом объекте и проведение быстрых инженерных расчетов для снижения непроизводительного времени и показателей аварийности.

6. Обмен опытом между недропользователем и сервисными компаниями для повышения эффективности бурения скважин с применением различных технико-технологических решений.

Основные преимущества СЦБ:

1. Эффективное управление потоком оперативной информации и распределение ее по точкам обработки.

2. Минимизация сроков строительства скважин и снижение аварийности.

3. Централизованный контроль деятельности сервисных компаний и буровых подрядчиков.

4. Быстрое принятие решений и обратная связь с производством на буровом объекте.

5. Накопление и формализация корпоративного производственного опыта в области бурения и ремонта скважин.

Для создания СЦБ необходимо:

1. Выбрать надежного и долговременного партнера для реализации проекта.

 Выделить площади для развертывания технической и информационной инфраструктуры СЦБ.

 Выделить и обучить персонал для круглосуточной работы в инженерной службе контроля СЦБ.

4. Создать надежные каналы связи между буровыми объектами и ЦСБ.

5. Разработать или приобрести математическое и программное обеспечение для СЦБ.

6. Разработать регламенты и руководящие документы.

Внедрение СЦБ позволяет сокращать количество отклонений технологического процесса в разы за счет точности и оперативности получаемой с промысла информации на основе разработанной ранее операционной системы контроля процессов бурения. Все это обеспечивает эффективное строительство скважин и их ввод в эксплуатацию согласно проектным данным в установленный срок.

Одним из основных источников информации для принятия решений в СЦБ является информация, полученная со станции ГТИ в реальном времени. Диспетчер, находящийся в СЦБ, осуществляет мониторинг технологических показателей бурения скважины, которые в удобном графическом виде транслируются на телеэкраны. В случае возникновения нештатных ситуаций диспетчер немедленно связывается с персоналом на буровом объекте и подключает к решению производственной задачи персонал инженерного центра: проектировщиков, специалистов службы главного механика, службы КИПиА, экономистов, экологов, специалистов по промышленной безопасности и др. для минимизации потерь времени в процессе бурения скважины.

### 1.3. Станция геолого-технологических исследований (ГТИ) в бурении

Контроль строительства скважин на буровой осуществляется силами супервайзера, бурового мастера, специалистами по раствору, долотам и др. Однако для того, чтобы грамотно принимать решения, необходимо располагать данные о различных параметрах бурения. К ним предъявляются следующие требования: оперативность, достоверность, информативность и др. Источником этих данных является сама буровая и различные технологические процессы строительства скважины, такие как циркуляция бурового раствора, СПО и др. Регистрация, обработка, хранение, передача и визуализация этих параметров осуществляется специальным системами сбора, устанавливаемыми на буровой – станциями ГТИ.

Станции ГТИ позволяют решать следующие задачи:

1. Технологические:

 раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;

оптимизация процесса углубления скважины;

выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;

- контроль гидродинамических давлений в скважине;

контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД;

 диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени и др.

2. Геологические:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов;
- выявление реперных горизонтов и др.

3. Информационные:

 передача по требованию заказчика получаемой информации по каналам связи, сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в базе данных для ее дальнейшего использования.

### 1.4. Технические средства контроля бурения скважин

Существует достаточно большое количество станций ГТИ. На российском рынке представлены такие системы: «ИМС», «АМТ», «Леуза», «Сириус (Разрез-2)», «Геосфера», «Волга». Типичная станция ГТИ состоит из:

- комплекта технологических датчиков (рис. 3);
- модуля сбора данных (МСД) (рис. 4);
- системы отображения данных (СОД) (рис. 5);

 программного и аппаратного обеспечения рабочих мест пользователей (рис. 6).



Рис. 3. Комплект технологических датчиков станции «Леуза»



Рис. 4. Модуль сбора данных станции АМТ



Рис. 5. Система отображения данных АПК «Волга»



Рис. 6. Окно программного обеспечения «Волга-супервайзер»

МСД обеспечивает дифференцированную аппаратную и математическую фильтрацию сигналов. СОД включают в себя пульты (низкотемпературные дисплейные пульты и стрелочные приборы) для информационного обеспечения персонала, работающего на буровой. Они располагаются на буровой площадке и на мобильных буровых установках. Программное обеспечение станций на основе показаний датчиков может определить до 700 характеристик состояния технологического процесса и скважины.

Станции ГТИ обычно допускают наличие нескольких рабочих мест для работы операторов-технологов, оператора-геолога, бурового мастера, бурильщика, супервайзера и др. Многие станции ГТИ при наличии доступа к сети Интернет обеспечивают формирование и передачу информации как в пакетном режиме, так и в режиме реального времени. Программное обеспечение позволяет удаленному пользователю наблюдать 3a технологическими процессами на скважине так же, как это доступно персоналу станции и буровому персоналу.

Кроме того, зачастую станция ГТИ укомплектовывается специальным оборудованием для геологических исследований. Оно используется для анализа газосодержания, химического анализа бурового раствора и выбуренного шлама. Важной задачей здесь является привязка данных по глубине. Существует специальная инструкция, описывающая проведение геологических исследований во время бурения.

Благодаря геологическому анализу существует возможность корректировки технологических параметров процесса бурения. К примеру, на скорость проходки напрямую влияет такой параметр, как буримость пород.

Скорость проходки (	) – 0,52 м\час
---------------------	----------------

0,52 – 0,78 м\час	аргиллит – известняк,
0,78 – 1,17 м\час	известняк – глинистый,
1,17 – 2,64 м\час	известняк – доломитовый,
>2,64 м\час	известняк.

аргиллит,

Рассмотрим геологическое оборудование, используемое в процессе бурения.

#### Оборудование для газового анализа.

Газовый анализ можно условно разделить на 3 этапа:

1. Извлечение содержащегося в растворе газа и его транспортировка к аналитической аппаратуре.

2. Анализ газа. На практике, в основном, применяются два класса приборов: суммарные газоанализаторы различных типов и приборы покомпонентного анализа (масс-спектрометры и хроматографы).

3. Интерпретация данных анализа. Интерпретация в реальном масштабе времени служит, главным образом, для предупреждения аварийных ситуаций, а интерпретация с привязкой к глубине и другим технологическим параметрам – для выделения продуктивных пластов и определения характера их насыщенности.

Потребители проявляют особый интерес к хроматографам как К устройствам повышенной надежности, компактным И практически не требующим техобслуживания. До последнего времени этот класс приборов имел существенный недостаток – длительное время анализа одиночной порции газа, что приводило к пропуску пластов небольшой толщины в условиях скоростного бурения. В связи с этим возникла необходимость максимально сократить время анализа газовоздушной смеси. Резервы для технического решения этой проблемы практически исчерпаны. Альтернативным путем развития может стать предварительная компьютерная обработка информации.

По определению, газовая хроматография – разновидность хроматографии, метод разделения летучих компонентов, при котором подвижной фазой служит инертный газ (газ-носитель), протекающий через неподвижную фазу с большой поверхностью. В качестве подвижной фазы используют водород, гелий, азот, аргон, углекислый газ. Газ-носитель не реагирует с неподвижной фазой и разделяемыми веществами. Различают газо-твёрдофазную и газо-жидкостную хроматографию. В первом случае неподвижной фазой является твёрдый

носитель (силикагель, уголь, оксид алюминия), во втором – жидкость, нанесённая на поверхность инертного носителя. Разделение основано на различиях в летучести и растворимости (или адсорбируемости) компонентов разделяемой смеси. Этот метод можно использовать для анализа газообразных, жидких и твёрдых веществ с молекулярной массой меньше 400, которые должны удовлетворять определённым требованиям, главные из которых – летучесть, термостабильность, инертность, лёгкость получения. Этим требованиям в полной мере удовлетворяют, как правило, органические вещества, поэтому газовую хроматографию широко используют как серийный метод анализа органических соединений.

Главным прибором для этого метода исследований является газовый хроматограф. Схема газового хроматографа показана на рисунке 7.



Рис. 7. Схема газового хроматографа: 1 – источник газа-носителя (в данном случае, газ извлекается из бурового раствора с помощью дегазатора); 2 – устройство транспортировки пробы (т.е. газотранспортная трубка с одним или несколькими устройствами для осушения пробы); 3 – устройство ввода пробы; 4 – хроматографическая колонка в термостате; 5 – детектор; 6 – электронный усилитель; 7 – регистрирующий прибор (самописец, компьютер); 8 – расходомер.

### Газовый хроматограф

Прибор для разделения смеси веществ методом хроматографии, используемый при определении и интерпретации углеводородов и

характеристик пластовых флюидов и контактов. Внешний вид хроматографа показан на рисунке 8.



Рис. 8. Внешний вид газового хроматографа «Петротест-01»

Результатом газовой хроматографии является запись газосодержания по глубине. Пример такой диаграммы показан на рисунке 9.



Рис. 9. Диаграмма газовой хроматографии

### Классификация хроматографов

Обычно хроматографы делят на две большие группы: газовые и жидкостные, по типу используемого элемента. В газовых хроматографах

элементом (газом-носителем) выступает газ (как правило, инертный, в основном используются водород, гелий, азот и аргон), в жидкостной хроматографии носителем является жидкость (как правило, органические растворители, вода и водные растворы используются в особых видах хроматографии, например, в гель-фильтрующий).

#### Колонки

Основным конструктивным элементом хроматографов являются колонки – трубки, заполненные неподвижной фазой, по которым во время выполнения анализа движется элюент, смешанный с исследуемым образцом. Именно в колонке происходит разделение компонентов исследуемой смеси. Колонка характеризуется несколькими параметрами: эффективностью, селективностью и ёмкостью. Эффективность является мерой расширения пика вещества при его движении вдоль колонки и тесно связана с числом теоретических тарелок воображаемых участков по длине колонки, в каждом из которых как бы достигается термодинамическое равновесие фаз. Кроме того, на неё влияют такие факторы, как вихревая диффузия, продольная молекулярная диффузия и сопротивление массопереносу. Как правило, число теоретических тарелок в современных капиллярных колонках очень велико – несколько десятков тысяч. Это позволяет при правильном подборе селективности неподвижной фазы в подавляющем большинстве случае разделить все индивидуальные компоненты любой, даже самой сложной, смеси. Селективность определяется как разница в степени удерживания веществ разной природы на неподвижной фазе. Обычно её выражают через относительное удерживание пары критически важных компонентов пробы (отношение их приведённых времён удерживания). Если это отношение больше 1, то пики могут быть разделены. Селективность колонки зависит от характера взаимодействия определяемого вещества и неподвижной фазы. Эти взаимодействия могут быть как неполярными дисперсионными (силы Ван-дер-Ваальса), так и полярными специфическими (обычно диполи и водородные связи). Ёмкость колонки связана с её физическими размерами и определяет максимальный объём пробы, который

можно ввести в колонку без её «перегрузки», то есть без отклонения пиков от гауссовой формы. Соответственно, ёмкость набивных колонок значительно больше, чем капиллярных.

### Детекторы

Вторым важнейшим элементом хроматографа является детектор, то есть устройство, способное реагировать на изменение концентрации определяемого вещества. Детекторы условно делятся на универсальные и селективные.

К универсальным относится детектор по теплопроводности (ДТП, устаревшее и нерекомендованное название – катарометр). Принцип его действия заключается в изменении температуры нагретой нити при обдувании её газами с разной теплопроводностью. Что касается селективных детекторов, их спектр весьма велик. Пламенно-ионизационный детектор (ПИД) то селективно определяет углеводороды. Принцип его действия заключается в изменении силы тока в плазме водородно-кислородного пламени при попадании в неё горючих соединений углерода. Пламенно-фотометрический детектор (ПФД) определяет излучение молекул или атомов вещества при их попадании в плазму водородно-кислородного пламени. Теоретически ПФД может определять очень широкий спектр веществ, однако на практике он чаще всего используется при анализе соединений серы, азота и фосфора, а также иногда ртути. Разновидностью ПФД является пульсирующий пламеннофотометрический детектор (ППФД), отличающийся тем, что в нём горение пламени происходит не постоянно, а импульсами, то есть вспышками, обычно с частотой 2-4 Гц. Периодический характер пламени позволяет проводить временное разделение фронтов свечения разных веществ, например, серы на фоне углерода, то есть селективность ППФД значительно выше, чем у ПФД. В термоионном детекторе (ТИД) используется небольшой керамический шарик co связанной солью (сульфатом рубидия), нагреваемый ДО высокой температуры. Этот детектор используется для селективного определения азота и фосфора. В электронозахватном детекторе используется источник бетачастиц (электронов), как правило, 63Ni, или альфа-частиц (269Pu). Если в газе,

проходящем мимо такого радиоактивного источника, оказываются молекулы, склонные к ионизации, возникает пропорциональный их концентрации ток, который можно измерить. Своеобразной разновидностью электронозахватного детектора является детектор дифференциальной ионной подвижности (ДДИП), весьма компактный и поэтому доступный для использования в портативных хроматографах. Данный детектор может селективно определять сернистые компоненты и непредельные углеводороды в концентрациях до 0,1 ррт. Хемилюминесцентный детектор (ХЛД) является одним из самых сложных, однако обладает непревзойдённо высокой чувствительностью для определённых групп компонентов (в частности, серосодержащих – до 0,1 ppb). Перед ХЛД устанавливается ПИД, а в самом ХЛД используется озонатор.

#### Микроскоп

Микроскопы используется для визуального осмотра шлама с целью определения состава горных пород. Современные микроскопы могут оснащаться цифровыми фотоаппаратами для создания фотоотчетов.

### Люминоскоп

Принцип действия этого прибора основан на свойстве веществ люминесцировать под действием ультрафиолетового излучения. С его помощью можно определять битумоиды и органические вещества в образцах шлама и керна.

#### Карбонатомер

Существуют различные виды карбонатомеров. Но все они предназначены для оперативного определения карбонатности (минерального состава) горных пород в пробах шлама и образцах керна. Это осуществляется за счет определения процентного содержания в навеске горной породы кальцита, доломита и нерастворимого остатка. Принцип действия основан на измерении давления и температуры углекислого газа, выделившегося при взаимодействии горной породы с кислотой, в электрический сигнал. Современные карбонатометры имеют цифровое индикаторное табло, блок памяти для просмотра предыдущих замеров и имеют выход на компьютер.

### Термовакуумный дегазатор

Назначение этого прибора – определение остаточной газонасыщенности проб шлама или бурового раствора. Принцип действия основан на нагреве и вакуумном нарушении термодинамического равновесия образца пробы.

Существует и дополнительное оборудование для геологических исследований. К нему можно отнести весы, сушильные шкафы, фракционные сита, наборы химпосуды, химических реагентов и других расходных материалов.

### 2. Практические задачи

### 2.1. Лабораторная работа №1. Установка станции ГТИ и монтаж датчиков на буровом объекте

### Цель работы

Изучение конструкции, назначение основных блоков, порядок монтажа и запуск станции ГТИ на буровой.

#### Теоретическая часть

По приезду на буровую оператор станции ГТИ должен развернуть станцию, смонтировать все узлы согласно схеме технологической обвязки, подключить и наладить работу всего оборудования. Традиционно на монтаж станции отводится двое суток. Однако на практике зачастую возникают различные трудности в запуске станции, связанные например, с отсутствием того или иного крепления, обрывом проводов, неправильной установкой датчиков, труднодоступностью некоторых технологических объектов измерения, незнанием программного обеспечения.

Кроме того, неполадки могут возникать и в ходе работы станции. Причинами могут служить сильные вибрации технологического оборудования, налипание бурового раствора на чувствительные элементы датчиков, неправильная эксплуатация, скачки напряжения в сети питания, влияние

холодных температур и т.д. Все это может привести не только к нарушению достоверности снимаемых показаний, но и к выходу из работы всей системы в целом. Ситуация зачастую осложняется отсутствием на буровой хорошей, устойчивой связи с внешним миром, что не позволяет консультироваться со специалистами из сервисной службы поддержки.

Поэтому обслуживающий станцию ГТИ персонал обязан хорошо знать принцип действия, конструкцию системы, порядок подключения, места и особенности установки оборудования, последовательность работы с программным обеспечением.

Для работы со станцией ГТИ в первую очередь необходимо представлять ее архитектуру. Безусловно, различные модификации системы могут отличаться друг от друга, но общий принцип построения архитектуры остается неизменным. На рисунке 10 представлена типовая структура станции ГТИ.



Рис. 10. Структура компонентов станции ГТИ АПК «Волга»

Центральный шкаф представляет собой монтажную стойку, в которой устанавливаются рабочие компьютеры, сетевой концентратор, источник бесперебойного питания и другая аппаратура. Общий вид центрального шкафа показан на рисунке 11. При его установке вся аппаратура подключается друг согласно схеме.



Рис. 11. Общий вид центрального шкафа

<u>Табло бурильщика</u> – специализированное выносное табло, устанавливаемое над столом ротора для визуализации различных технологических параметров, используемые бурильщиком в процессе бурения. Оно может выполняться в различных вариантах исполнения. Пример табло бурильщика показан на рисунке 12.



Рис. 12. Внешний вид табло бурильщика

<u>Датчик оборотов лебедки (ДОЛ)</u>. Служит для определения нескольких параметров процесса бурения: забой, высота над забоем, механическая скорость проходки, детально-механический каротаж (ДМК), положение талевого блока.

Датчик основан на реостатном преобразователе угла поворота барабана лебедки. Дальнейшая аппаратура подсчитывает метраж по специальным реперным отметкам, устанавливаемым в процессе предшествующего метрологического обеспечения.

Шкала реперных отметок является нелинейной, что объясняется неодинаковым диаметром наматывания лебедки ввиду определенного диаметра троса лебедки. На рисунке 13 показан внешний вид одного из вариантов датчика оборотов лебедки.



Рис. 13. Внешний вид датчика оборотов лебедки

Датчик устанавливается в разрез пневматической линии с помощью резьбового соединения и крепится с помощью четырех болтов к фронтальной части барабана лебедки. Необходимо помнить, что в состав пневматической линии входит и специальный перепускной клапан, рассчитанный на превышение определенного уровня давления в линии. Его отсутствие может привести к обрыву линии. На рисунке 14 показан барабан лебедки с установленным датчиком оборотов лебедки.



a)



б)

Рис. 14. Барабан лебеди с установленным датчиком оборотов лебедки:

а – общий вид, б – крупный план

<u>Датчик давления (ДД)</u>. Служит для определения давления в нагнетательной линии манифольда. Принцип действия датчика основан на измерении прогиба мембраны тензопреобразователя под действием избыточного давления бурового раствора в манифольде. Внешний вид датчика давления показан на рисунке 15.



Рис. 15. Внешний вид датчика давления

Датчик давления устанавливается в место врезки обычного манометра нагнетательной линии с помощью специального тройника. При его монтаже вывинчивается установленный манометр и устанавливается на его место тройник. Необходимо помнить об установке сальникового уплотнения или кольца, изготовленного из мягкого металла, предотвращающего утечку бурового раствора. Непосредственно в тройник ввинчивается ДД и прежний манометр. Есть два варианта установки датчика давления: в помещении насосной станции или в стояк-трубе над столом ротора. Первый вариант более прост в монтаже, однако менее точный, так как в данном случае не будут учитываться потери давления в линии манифольда. На рисунке 16 изображен вариант установки датчика давления.



a)



б)

Рис. 16. Вариант установки датчика давления в нагнетательную линию: а – общий вид, б – крупный план <u>Датчик веса (ДВ)</u>. Служит для определения веса на крюке и нагрузки на долото. Датчик по своему устройству схож с датчиком давления. Различие заключается в том, что в его конструкции используется трансформатор давления, преобразующий натяжение троса в давление на тензопреобразователь. Проводящей средой для передачи давления служит специальное несжимаемое масло. Поэтому утечка масла или его замена на другое могут привести к изменению показаний. Внешний вид датчика веса показан на рисунке 17.



Рис. 17. Датчик веса инструмента во фронтальной проекции

Монтируется датчик на неподвижный («мертвый») конец талевого блока. Канат пропускается между роликами крепления таким образом, чтобы при его натяжении изгиб создавал усилие на ролик, неподвижно соединенный с трансформатором давления. На рисунке 18 показан пример монтажа датчика.



a)



б)

Рис. 18. Датчик веса: а – общий вид, б – крупный план

<u>Датчик оборотов ротора (ДОР)</u>. Служит для определения частоты вращения ротора. Внутри датчика находятся две катушки индуктивности, одна

из них излучает электромагнитное поле, а вторая – воспринимает наведенную электродвижущую силу (ЭДС). При прохождении металла в непосредственной близости от индуктивного датчика (10-12 мм), изменяется значение магнитной индукции, пронизывающей вторую катушку, и на выходе датчика появляется логический «0», при удалении металла – логическая «1». В дальнейшем аппаратура и программное обеспечение подсчитывает количество оборотов ротора за единицу времени. Внешний вид датчика оборотов ротора показан на рисунке 19.



Рис. 19. Датчик оборотов ротора

Датчик монтируется при помощи кронштейна и струбцины, что позволяет регулировать его положение относительно движущегося объекта. металлического При его установке необходимо нацелить чувствительный элемент на привод ротора или другую деталь, по частоте вращения которой можно рассчитать обороты ротора. Поскольку радиус действия датчика достаточно мал, то для его правильной работы можно установить специальный металлический «флажок», при прохождении которого рядом с чувствительным элементом датчика будет засчитываться один оборот вращающейся детали. На рисунке 20 показан вариант монтажа датчика оборотов ротора.



Рис. 20. Пример монтажа датчика оборотов ротора:

а – общий вид места установки, б – крупный план установки датчика

<u>Датчик момента (ДМ)</u>. Служит для определения крутящего момента на роторе или на универсальном механическом ключе (УМК). Принцип действия датчика основан на тензопреобразователе. При натяжении каната создается давление на чувствительный элемент. Таким образом, выходной сигнал датчика прямо пропорционален силе, растягивающей канат, на который крепится датчик. Поскольку крутящий момент пропорционален не только силе, но и плечу, к которому приложена сила, то для расчета конечного параметра необходимо в процессе предварительной тарировки ввести соответствующие поправки. Общий вид датчика момента показан на рисунке 21.



Рис. 21. Внешний вид датчика крутящего момента
Для определения крутящего момента ротора датчик крепится в районе роторного стола. Для определения крутящего момента на ключе УМК датчик крепится на его неподвижный («мертвый») трос. На рисунке 22 показан пример монтажа датчика момента.



Рис. 22. Место установки датчика момента (ДМ) на неподвижный трос УМК: а – неподвижный трос УМК, б – установленный датчик ДМ

<u>Датчик плотности бурового раствора (ДП)</u>. Основан на тензопреобразователе, измеряющем натяжение троса, к которому прикреплена специальная гиря, погруженная в буровой раствор.

При изменении плотности бурового раствора изменяется архимедова сила, воздействующая на гирю. Тем самым изменяется натяжение троса и как следствие – выходной сигнал датчика. Для уменьшения колебания гири в буровом растворе используются специальные направляющие стержни, не позволяющие гире отклонятся от вертикального положения. Внешний вид датчика показан на рисунке 23.



Рис. 23. Датчик плотности бурового раствора: а – общий вид, б – крупный план

Датчик плотности устанавливается на крыше резервуара. В случае, если крыша резервуара сплошная, то в ней вырезается соответствующей формы отверстие: круглое, квадратное либо прямоугольное.

Необходимо помнить, что на показания датчика влияет близость перемешивателей бурового раствора, создающих турбулентность, что с одной стороны может раскачивать гирю датчика, а с другой – придают раствору свойство гомогенности. Поэтому следует находить компромисс между стабильностью показаний датчика и стабильностью свойств раствора.

Пример монтажа датчика плотности показан на рисунке 24.



Рис. 24. Монтаж датчика плотности

<u>Датчик уровня бурового раствора (ДУ)</u>. Основан на акустическом принципе действия. Сигнал излучается от акустического преобразователя до границы раздела двух сред (атмосфера – буровой раствор), после чего отражается и возвращается вновь на чувствительный элемент.

Дальнейшая аппаратура определяет временной интервал между посылкой и приемом сигнала, который прямо пропорционален расстоянию от датчика до верхнего уровня бурового раствора. Тем самым можно рассчитать уровень бурового раствора в резервуаре.

Внешний вид датчика показан на рисунке 25.



Рис. 25. Внешний вид датчика уровня

Монтируется датчик на крыше блока приготовления раствора. Пример монтажа датчика показан на рисунке 26.



Рис. 26. Монтаж датчика уровня на буровой

<u>Датчик расхода на входе (ДР<sub>вх</sub>)</u>. Служит для определения расхода промывочной жидкости в линии манифольда.

Принцип действия основан на измерении времени прохождения ультразвукового сигнала от передатчика к приемнику, установленных на линии манифольда.

При постоянном расстоянии между передатчиком и приемником сигнала это время пропорционально расходу бурового раствора.

Внешний вид датчика расхода на входе показан на рисунке 27.



Рис. 27. Внешний вид датчика расхода на входе

Передатчик и приемник сигнала датчика расхода на входе монтируются на прямолинейный участок линии манифольда строго определенной длины, указанной в паспорте датчика. Желательно устанавливать их в горизонтальной плоскости относительно оси трубопровода. При этом необходимо:

- Зачистить места установки передатчика и приемника ультразвукового сигнала датчика от грязи, краски, окалины, ржавчины и отшлифовать поверхность трубопровода.
- Нанести специальную смазку (ЛИТОЛ-24) на предварительно осушенные места установки передатчика и приемника сигнала для стабильного прохождения сигнала.
- Прижать с помощью специальных креплений передатчик и приемник сигнала к линии манифольда.

Пример монтажа датчика расхода на входе показан на рисунке 28.



a)



Рис. 28. Пример монтажа датчика расхода на входе: а – общий вид, б – крупный план установки передатчика и приемника сигнала

<u>Датчик расхода на выходе (ДР<sub>вых</sub>)</u>. Предназначен для индикации расхода смеси бурового раствора и выбуренной породы на выходе из скважины. Принцип действия датчика основан на измерении уровня смеси в желобе или

трубе, пересчете его в мгновенное значение расхода и дальнейшей интеграцией показаний по времени, в результате чего получается значение расхода. Датчик состоит из акустического преобразователя и блока обработки информации. Внешний вид датчика показан на рисунке 29.



Рис. 29. Внешний вид датчика расхода на выходе

При монтаже датчика необходимо помнить о так называемой зоне нечувствительности. Зоной нечувствительности считают минимальное расстояние между акустическим преобразователем и контролируемым уровнем может работать. Поэтому смеси, на котором датчик акустический преобразователь устанавливается на специальную трубу, соответствующую зоне нечувствительности датчика.

В случае если смесь на выходе из скважины поступает по трубе в систему очистки, то в ней вырезается специальное отверстие для монтажа датчика. Акустический преобразователь должен устанавливаться строго перпендикулярно потоку смеси.

Вариант установки датчика расхода на выходе показан на рисунке 30.







б)

Рис. 30. Пример монтажа датчика расхода на выходе:

а – блок обработки информации, б – акустический преобразователь

<u>Датчик положения клиньев (ДПК)</u>. Служит для определения отрытого и закрытого положения клиньев ротора. Принцип действия датчика основан на измерении угла поворота вилки, управляющей приводом клиньев. Угол определяется по проекции силы тяжести, действующей на акселерометр внутри датчика. Внешний вид датчик показан на рисунке 31.



Первичный измерительный преобразователь

Рис. 31. Внешний вид датчика положения клиньев

Датчик монтируется с помощью магнита, вмонтированного в его корпус. Пример схемы установки датчика положения клиньев показан на рисунке 32.



Рис. 32. Установка датчика положения клиньев на исполнительном механизме

<u>Блок сопряжения (БС)</u>. Служит для первичной обработки информации с датчика. Каждому датчику (или группе датчиков) отведен свой блок сопряжения. Это обуславливается тем, что выходной сигнал датчика необходимо привести к стандарту передачи по каналу связи. Поскольку в большинстве случаев сигнал с выхода датчиков является аналоговым, то внутри БС находится аналого-цифровой преобразователь. Цифровой сигнал представляет дискретную последовательность логических нулей и единиц, кодированных двумя уровнями напряжения или силы тока. Аналоговый сигнал же представляет собой непрерывную функцию изменяющейся во времени амплитуды, фазы или частоты напряжения или силы тока. При воздействии помех эта функция может сильно искажаться. Именно из-за этого аналоговый сигнал обладает малой помехозащищенностью. Кроме того, вся современная аппаратура работает с цифровыми сигналами, поэтому вводу информации в компьютер обязательно предшествует ее оцифровка. В случае если датчик выдает значения в виде цифрового сигнала, то блок сопряжения выполняет подсчет количества поступивших импульсов в единицу времени. Такой принцип осуществлен, например, в датчике оборотов ротора. БС представляет собой модуль ввода данных, помещенный в защитный корпус. Кроме непосредственно модуля ввода данных в блоке сопряжения находятся вспомогательные платы преобразования. Внешний вид БС показан на рисунке 33.



Рис. 33. Внешний вид блока сопряжения

Монтируются блоки сопряжения в непосредственной близости от связанного с ними датчика (или группы датчиков). Пример монтажа БС показан на рисунке 34.



Рис. 34. Вариант установки БС

#### Порядок выполнения работы

Монтаж центрального шкафа и оборудование рабочего места оператора ГТИ. В состав центрального шкафа входят 2 компьютера данных. Оборудование рабочего места включает установку и подключение мониторов, клавиатур и мышей к компьютерам. К главному компьютеру подключается 2 широкоформатных монитора, ко 2-му компьютеру – мониторы с широким и стандартным соотношением сторон.

Последовательность монтажа рабочего места:

1) Установка центрального шкафа, мониторов на рабочем месте; подключение питания к компьютерам, мониторам, модему для связи с пультом бурильщика (в случае беспроводной связи), сетевому концентратору через устройства бесперебойного питания.

2) Подключение 2-х широкоформатных мониторов к главному компьютеру в нижней части центрального шкафа; подключение широкоформатного и стандартного монитора ко 2-му компьютеру.

3) Подключение к компьютерам клавиатур и мышей.

4) Соединение через сетевой концентратор компьютеров и модема (если он есть) в локальную сеть.

5) Проверка работоспособности устройств. Главный монитор главного компьютеру должен находиться слева от вспомогательного монитора. Главным монитором 2-го компьютера должен быть широкоформатный монитор, причём вновь открываемые окна должны появляться на стандартном мониторе. Если это не выполняется, следует изменить настройки экрана (закладка «Параметры»).

<u>Монтаж датчиков и измерительной линии</u>. Датчики монтируются на буровой согласно схеме. Каждому датчику (или группе датчиков) соответствует свой блок сопряжения, входы на блоках сопряжения и провода для подключения датчиков к блокам сопряжения подписаны кратким обозначением датчика. Магистральный провод подписан буквой «М».

Последовательность монтажа датчиков и измерительной линии и подключения их к компьютеру:

- 1) Расположить (смонтировать) датчики согласно их расположению на буровой.
- 2) Соединить датчики с соответствующими им блоками сопряжения.
- 3) Соединить блоки сопряжения магистральным проводом.
- Присоединить магистральный провод к главному контроллеру (если он есть) через вход «RS-485».
- 5) Подключить кабели питания к главному контроллеру (если он есть), пульту бурильщика и шкафу датчика расхода на выходе.
- Соединить девятиштырьковый разъём выход главного контроллера (если он есть) со входом платы конвертора интерфейса RS-485 в RS-232.
- Соединить шнуром выход платы конвертора интерфейса RS-485 в RS-232 с USB входом компьютера.

Пуск станции:

- 1) Включить питание всех устройств.
- 2) Запустить компьютеры данных.

- 3) На главном компьютере запустить программу «Волга-драйвер».
- 4) В меню программы «Волга-драйвер» выбрать пункт «Запуск».
- 5) В случае, если значок программы «Волга-драйвер» имеет жёлтый цвет, нужно произвести вращение датчика оборотов лебёдки. Если значок программы «Волга-драйвер» имеет красный цвет, то следует проверить правильность выполнения предыдущих пунктов инструкции.
- 6) На 2-м компьютере запустить программу Altusen (в случае беспроводной связи) и выполнить соединение с пультом бурильщика.
- 7) На 2-м компьютере запустить программу «Волга-Табло» и развернуть окно программы на вспомогательном мониторе.

#### Содержание отчета

- 1. Краткая теоретическая часть.
- 2. Порядок сборки станции ГТИ.
- 3. Назначение основных блоков станции ГТИ.
- 4. Выводы.

#### Контрольные вопросы

- 1. Типовая схема оснащения буровой установки датчиками ГТИ?
- 2. Известные типы датчиков для ГТИ?
- 3. Места установки датчиков, особенности установки?
- 4. Назначение функциональных узлов системы?

## 2.2. Лабораторная работа №2. Метрологическое обеспечение и алгоритмы расчета технологических параметров станции ГТИ

#### Цель работы

Изучение метрологического обеспечения, порядка проведения тарировки датчиков на буровой, алгоритмов расчета технологических параметров станции ГТИ.

#### Теоретическая часть

ГТИ Станция является специализированной информационноизмерительной системой, поэтому большое внимание при ее разработке и метрологическому обеспечению. эксплуатации уделяется Грамотный специалист ГТИ должен понимать алгоритмы получения и интерпретации измерительной информации. Неправильный монтаж, настройка И обслуживание измерительной аппаратуры может привести к получению недостоверных показаний, и как следствие – нецелесообразности работы всей станции ГТИ.

Метрологией называют науку об измерениях, их единстве, методах и средствах обеспечения требуемой точности. Согласно ГОСТу измерение процесс получения информации, заключающийся в сравнении опытным путём измеряемых и известных величин, а также выполнение логических операций, необходимых для представления результата в понятной форме. Любой измерительный процесс представляет собой последовательность измерительных преобразований от восприятия физической величины до формирования ее числового значения в той или иной форме. Датчик (или измерительный преобразователь) представляет собой устройство, которое преобразует измеряемую величину в стандартный выходной электрический сигнал. Этот сигнал в дальнейшем поступает в аппаратуру, выполняющую функцию обработки (усиление, оцифровка и т.д.). В итоге программное обеспечение, установленное на компьютере, получает код от датчика,

соответствующий определенному значению измеряемой физической величины. Однако для оператора станции ГТИ данная кодировка не несет никакой информационной нагрузки. Поэтому перед началом работы необходимо провести калибровку по месту установки (тарировку) всех датчиков. Иными словами, требуется установить функцию преобразования и построить градуировочную зависимость. Обязанность по проведению тарировки датчиков станции лежит на плечах оператора ГТИ.

Еще одной особенностью работы станции ГТИ является то, что объектом измерения в данном случае является достаточно сложный технологический процесс бурения. Должна учитываться вся совокупность физических явлений и действия персонала, задействованного в ходе строительства скважины. Оператор станции ГТИ обязан хорошо разбираться в устройстве и работе бурового оборудования. Знание того, что влияет на измерение, какие функциональные зависимости лежат в основе алгоритмов получения значений технологических параметров, позволяют ему правильно интерпретировать регистрируемые данные и находить возможные неисправности в работе аппаратной и программной частей станции ГТИ.

#### Порядок выполнения работы

<u>Тарировка датчика уровня</u>. Работа датчика уровня основана на измерении расстояния от датчика до верхнего уровня жидкости. По этой причине в качестве образцового прибора используется рулетка для измерения расстояния. Последовательность действий (п. 8-10 выполнить дома):

1. Запустить станцию, компьютеры и проверить работоспособность станции:

– Запустить программу «Волга-драйвер». В меню, открывающемся по щелчку правой кнопкой мыши по значку программы в нижнем правом углу экрана компьютера, выбрать пункт Запуск.

 Если значок программы «Волга-драйвер» светится жёлтым цветом, то следует сделать несколько оборотов датчика оборотов лебёдки.

– Убедиться, что значок программы светится зелёным цветом.

2. В меню, открывающемся по щелчку правой кнопкой мыши, по значку программы в нижнем правом углу экрана компьютера, выбрать пункт Стоп.

- 3. Выбрать пункт меню Тарировка датчиков.
- Нажатием в появившемся окне на стрелки-указатели выбрать датчик уровня №1.
- Изменяя положение датчика, убедиться в том, что изменяются показания в окошке Код датчика.
- Расположить рулетку на столе перпендикулярно стене так, чтобы нулевой отсчёт находился на уровне стены, отсчёт 1 мм – на расстоянии 1 мм от стены и т.д. Зафиксировать рулетку на столе.
- Установить датчик на подставке так, чтобы ультразвуковая волна распространялась параллельно столу. Схема тарировки датчика показана на рисунке 35.



Рис. 35. Схема тарировки датчика уровня

- Снять показания датчика, расположив его на расстоянии 100 мм от стены и сдвигая его на 100 мм после каждого измерения. Максимальное расстояние для измерения – 2,5 м. Расстояние от стены и соответствующее ему показание следует записать. Выполнить измерения трижды.
- Приняв по трём опытам значение кода датчика за истинное, построить график зависимости относительной погрешности от расстояния между датчиком и стеной.

Абсолютная погрешность: $\Delta = X - Q$ ,

где *X* – измеренное значение, *Q* – действительное значение (определяется как среднеарифметическое между показаниями трех опытов).

Относительная погрешность:  $\gamma = |(\Delta/Q)*100\%|$ .

- 10.По полученным данным построить градуировочную зависимость (зависимость расстояния до стены от кода датчика).
- 11.Построить зависимость объёма жидкости (V) от кода датчика для резервуаров различной формы, показанных на рисунке 36.





Рис. 36. Виды емкостей с буровым раствором с указанными размерами в метрах: а – емкость в форме параллелепипеда, б – емкость более сложной формы

#### Содержание отчета

1. Краткая теоретическая часть.

- Диаграммы технологических параметров, полученные по результатам работы с программой «Волга-супервайзер», с интерпретацией операций на буровой.
- 3. Диаграммы технологических параметров, построенные по полученным вариантам заданий, с интерпретацией операций на буровой.
- 4. Выводы.

### Контрольные вопросы

- 1. Цели и задачи метрологического обеспечения станции ГТИ.
- Метрологические особенности установки датчика уровня на емкости с буровым раствором.
- 3. Способ градуировки датчика веса инструмента станции ГТИ.
- 4. Способ градуировки датчика давления (расхода) станции ГТИ.
- 5. Способ градуировки датчика оборотов лебедки станции ГТИ.
- 6. Влияние помех, рабочих условий на точность измерения станции ГТИ.
- 7. Источник меры в станции ГТИ.
- 8. Функция преобразования измерительного преобразователя.
- Чему равна точность образцового прибора, используемого при тарировке каждого датчика? Почему выбраны образцовые приборы с данной точностью?
- 10. Для чего серия измерений для каждого датчика повторяется трижды?
- 11.Объясните, как и почему изменяется погрешность измерений в зависимости от изменения измеряемого параметра?

## 2.3. Лабораторная работа № 3. Анализ и интерпретация технологических параметров процесса бурения

#### Цель работы

Изучение методики определения и анализа технологических операций в процессе бурения, возможных аварийных и предаварийных ситуаций на буровой с использованием программного обеспечения станции геологотехнологических исследований (ГТИ).

К числу прямых и наиболее важных обязанностей оператора станции ГТИ относятся умение распознавать технологические операции в процессе бурения и предотвращать аварийные ситуации. Для решения этих задач используется специализированное программное обеспечение, отображающее все технологические параметры бурения. Наиболее удобно для этого использовать графическую форму записи. Опираясь на определенные зависимости, можно разбить временную диаграмму на множество интервалов, характеризующих ту или иную технологическую операцию. Понимание ЭТИХ графических зависимостей помогает грамотному специалисту работать c отчетной документацией, ежесуточно составляемой операторами ГТИ.

#### Теоретическая часть

Станция ГТИ в ходе своей работы выполняет автоматическую запись множества параметров. К наиболее важным технологическим параметрам можно отнести:

- 1. Положение талевого блока Н, [м].
- 2. Нагрузка на долото N<sub>Д</sub>, [т].
- 3. Вес на крюке W<sub>K</sub>, [т].
- 4. Механическая скорость проходки V<sub>MEX</sub>, [м/час].
- 5. Детально-механический каротаж Т<sub>ДМК</sub>, [мин/м].
- 6. Давление на входе Р<sub>ВХ</sub>, [атм].
- 7. Расход на входе Q<sub>BX</sub>, [л/мин].

- 8. Расход на выходе Q<sub>вых</sub>, [л/мин].
- 9. Объем бурового раствора  $V_{P-pa}$ ,  $[M^3]$ .
- 10. Плотность бурового раствора  $\rho_{P-pa}$ , [г/см<sup>3</sup>].
- 11. Обороты ротора υ<sub>P</sub>, [об/мин].
- 12. Крутящий момент на роторе М<sub>Р</sub>, [Н\*м].

Помимо этого, могут регистрироваться и значительное количество других регистрируется параметров, часть ИЗ них непосредственно, часть рассчитывается косвенным методом. Зачастую некоторые параметры оператор станции ГТИ вводит вручную. Отдельная база данных создается и под геологическую информацию, такую как шламограмма, газосодержание в растворе и другую. Однако она скорее вспомогательная, и определить по ней технологические операции невозможно. Рассмотрим несколько основных операций примере графических показаний технологических на вышеперечисленных двенадцати параметров.

На технологических диаграммах параметры: объем и плотность бурового раствора в обычном случае сильно не изменяются и остаются практически постоянными на протяжении длительного времени. Однако существуют некоторые моменты, когда эти параметры изменяются от значений, указанных в геолого-технологическом наряде (ГТН):

- поглощение бурового раствора;
- приток флюида в скважину;
- изменение плотности в связи с насыщением бурового раствора частицами горной породы;
- промыв стенок бурильной колонны;
- изменение свойств бурового раствора.

Спуск инструмента в скважину характеризуется плавным пилообразным увеличением веса на крюке и пилообразной диаграммой положения талевого блока. При спуске наблюдается выдавливание инструментом раствора из скважины, о чем можно судить по характерным пикам расхода на выходе. Диаграмма спуска инструмента в скважину показана







промывки (3-5 минут) положение талевого блока не меняется в течение времени. Превышение временного интервала зигзагообразная диаграмма талевого блока; наличие движения бурового раствора на входе и выходе из скважины, давление в манифольде и наличие веса инструмента на крюке. Важно отметить, что расхаживание инструмента может производиться в разных интервалах глубин, что видно на диаграмме положения талевого блока. В случае простой Промывку с расхаживанием и проработкой инструмента в скважине можно определить по следующим параметрам:





*Бурение*. При бурении талевой блок постепенно снижается к нулевой отметке, присутствует нагрузка на долото, вес на крюке, давление в манифольде, расход на входе и выходе из скважины. Также бурение характеризует детальномеханический каротаж (ДМК) и механическая скорость бурения. В случае роторного бурения параметр «обороты ротора» держится в соответствии с подобранным технологическим режимом бурения, а при применении забойного двигателя этот параметр находится на нулевой отметке. Параметр «момент на роторе» находится в пределах определенного коридора допуска. По сравнению с простой проработкой во время бурения вес на крюке несколько уменьшается, что объясняется разгрузкой инструмента на забой (параметр «нагрузка на долото»). Диаграмма бурения показана на рисунке 39.





*Наращивание.* Под наращиванием в данном случае понимается увеличение длины инструмента путем добавления новой бурильной трубы или свечи в промежутках между непосредственным бурением. Для этой операции характерно отключение давления в манифольде, нулевые показания графиков расходов на входе и на выходе, вес на крюке должен соответствовать весу ненагруженного талевого блока (или нулевому значению при соответствующей тарировке датчика веса). Диаграмма талевого блока отражает следующую последовательность действий:

- 1. Подъем, отвинчивание, спуск в шурф квадрата;
- Подъем и навинчивание трубы (или свечи) на спущенный в скважину буровой инструмент; ä
  - 3. Подъем, навинчивание квадрата на инструмент.





В процессе строительства скважин далеко не редки осложнения и аварийные ситуации. Работа по их предотвращению и ликвидации с информационной точки зрения лежит на операторе ГТИ. Их знание – производственная необходимость. В нижеприведенной таблице 1 указаны основные виды внештатных технологических ситуаций; возможные причины; анализ ситуации и действия, выполняемые оператором ГТИ и рекомендации бурильщику.

# Перечень типовых технологических ситуаций, возможных причин, порядок их анализа и действия оператора, рекомендаций бурильщику

Таблица 1

			гаолица т
Видиятотира		Анализ ситуации	
Бнештатная	Возможные	и действия,	Рекомендации
технологическая	причины	выполняемые	бурильщику
ситуация		оператором ГТИ	
1. B	процессе бурения, п	роработки или промь	ІВКИ
Резкое изменение	- Поглощение ПЖ;	Контроль потока	Прекратить
потока на выходе	- Приток	на выходе и	бурение, поднять
из скважины и	пластового	уровня ПЖ в	инструмент на
уровня ПЖ в	флюида;	емкостях	длину квадрата,
емкостях.	- др.		выключить
Возможны рост			циркуляцию.
скорости			Визуально
проходки,			проверить
изменение			положение ПЖ в
крутящего			скважине
момента на роторе			
и снижение			
давления на входе			

Наблюдается	- НГВП	Произвести расчет	Вскрытие
перелив из		интенсивности	интервала,
скважины		притока и оценить	проявляющего
		вид поступающего	приток с забоя.
		флюида,	Герметизировать
		контролировать	устье и начать
		работы по	работы согласно
		ликвидации	инструкции по
		проявления	ликвидации
			проявления. После
			ликвидации
			проявления
			бурение
			продолжить с
			отбором керна
Уровень в	- Поглощение ПЖ	Рассчитать	Вскрытие
скважине		интенсивность	поглощающего
снижается при		поглощения с	интервала.
отсутствии		циркуляцией и без	Включить
циркуляции ПЖ		нее. Определить	ненадолго
		плотность ПЖ при	циркуляцию,
		которой	поднять
		поглощение	инструмент в
		должно	прихватобезопас-
		прекратиться	ный интервал.
			Провести работы
			по ликвидации
			поглощения

			согласно
			соответствующим
			расчетам. После
			ликвидации
			поглощения
			бурить с отбором
			керна
Уровень ПЖ в	- Поглощение ПЖ	Рассчитать	Вскрытие
скважине		интенсивность	интервала с
медленно		поглощения.	поглощением в
снижается при			процессе
включенной			циркуляции. В
циркуляции.			зависимости от
			интенсивности
			поглощения
			продолжить
			бурение с отбором
			керна или
			ликвидировать
			поглощение
Появление	- Подклинка	Контроль веса на	Прекратить
кратковременных,		крюке, давления	бурение,
резких увеличений		ПЖ на входе и	продолжая
крутящего		крутящего	циркуляцию и
момента на роторе		момента на роторе	вращение ротором
и одновременно			приподнять
колебаний			инструмент на
оборотов ротора			длину квадрата

(подклинки).			
Возможен рост			
давления ПЖ в			
манифольде			
Затяжка	- Увеличение силы	Контроль веса на	Осторожное
инструмента при	трения буровой	крюке, крутящего	расхаживание
подъеме,	колонны о ствол	момента на	инструмента с
возможно	скважины (в том	роторе, давления	вращением и
сохранение	числе и из-за	ПЖ на входе.	интенсивной
подклинок, рост	сложной	Отбор и анализ	циркуляцией
или колебания	геометрии ствола);	шлама	поднять
давления ПЖ на	- Обвал		инструмент на
входе			длину квадрата
Затяжки при	- Обвал	Проверить	Расхаживание
подъеме и посадки		эффективность	инструмента с
при спуске.		выноса шлама по	вращением и
Подклинки		скорости подъема	циркуляцией
сохраняются или		ПЖ в затрубном	поднять
увеличиваются,		пространстве.	инструмент на
колебания		Определить	длину квадрата,
давления на фоне		интервал	обработка
общего роста.		неустойчивости	раствора
Возможно		ствола и	
снижение		необходимые	
скорости потока. В		параметры ПЖ для	
шламе аномальное		ликвидации	
количество		осложнения	
обвальной породы.			

Возможен рост			
давления до			
потери			
циркуляции			
Затяжки при	- Заклинки над	Контроль веса на	Подъем с
подъеме, посадки	долотом (куски	крюке, момента и	проворотом на
при спуске и	породы или	скорости	малой скорости,
подклинки	посторонний	вращения ротора	расхаживание с
сохраняются.	предмет)		циркуляцией до
Остальные			прекращения
параметры			затяжек. При
стабильны			стабилизации
			параметров
			продолжение
			рейса
Резкое снижение	- Слом (обрыв)	По весу оценить	Прекращение
давления ПЖ на	бурового	глубину слома	рейса, подъем
входе и, возможно,	инструмента		бурильного
веса на крюке.			инструмента
Подклинки			
отсутствуют			
Скорость	- Вскрытие пород	Отбор и анализ	Подобрать
проходки	с новыми физико-	шлама. Контроль	технологический
снизилась. Вес на	механическими	давления ПЖ в	режим бурения.
крюке и давление	параметрами;	манифольде,	При увеличении
на входе в норме.	- Износ долота	момента и	скорости проходки

Подклинки		оборотов ротора	продолжить
отсутствуют			бурение
Появляются	- Износ опор	Контроль	Подъем
высокоамплитудн	долота	давления ПЖ,	инструмента
ые увеличения		момента и	
момента и		оборотов ротора.	
подклинки.		Оценка износа	
Скорость		поднятого долота	
проходки падает.			
Вес на крюке и			
давление на входе			
в норме			
Кривая крутящего	- Наличие металла	Контроль	Подъем
момента и	на забое.	давления ПЖ,	инструмента
давления ПЖ	- Аварийный износ	момента и	
приобретает	долота	оборотов ротора.	
характерный		Оценка износа	
«пилообразный»		поднятого долота	
вид с широкой			
амплитудой			
колебаний			
При установке	- Износ опор	Контроль	Прекращение
долота на забой	долота	давления ПЖ,	рейса и подъем
вновь возникают		момента и	инструмента
подклинки,		оборотов ротора.	
скорость проходки		Оценка износа	

снижается		поднятого долота	
Резкое или	- Проявление;	Контроль	Бурение
плавное снижение	- Промыв	газосодержания,	прекратить и
давления ПЖ на	инструмента	плотности и	осторожно
входе с		температуры ПЖ	поднять
одновременным		на входе, уровеня	инструмент на
ростом числа		ПЖ в емкостях,	длину квадрата,
ходов насоса (при		давления ПЖ на	постоянно
дизельном		входе,	промывать
приводе).		механической	скважину.
Возможно		скорости бурения	
изменение расхода			
ПЖ на выходе и			
увеличение			
механической			
скорости.			
Возможно, этому			
предшествовало			
плавное снижение			
давления			
Газосодержание	- Выход на	Контроль	Дегазировать или
ПЖ повышено,	поверхность	параметров ПЖ на	удалить из
плотность ПЖ	«пачки»	входе	системы
снижена.	газированной ПЖ		циркуляции
Возможно	(без выброса)		«пачку»
увеличение уровня			газированной ПЖ.
ПЖ в емкостях и			Не допускать
снижение			закачки в

температуры ПЖ			скважину
на выходе			газированной ПЖ
Газосодержание	- НГВП	Контроль парамет-	Герметизация
ПЖ постоянно		ров ПЖ на выходе.	устья. Ликвидация
растет, плотность		Оценка интенсив-	проявления
снижается.		ности проявления и	согласно
Возможно		вида поступающего	инструкции.
выплескивание		флюида. Контроль	Продолжение
ПЖ из скважин,		по циклу циркуля-	бурения после
повышение уровня		ции за изменением	приведения
ПЖ в емкостях,		параметров ПЖ с	параметров ПЖ в
изменение расхода		целью своевремен-	норму
ПЖ на выходе		ного выявления и	
		дегазации закачи-	
		ваемой в скважину	
		части газовой	
		«пачки»	
Расход ПЖ на	- Неисправность	Контроль	Подъем бурильной
входе и на выходе,	насосов	давления, расход	колонны на длину
давления ПЖ в		параметров ПЖ на	квадрата для
манифольде		входе и выходе из	уточнения
одновременно		скважины	причины
снижаются. На			неисправности
фоне общего			
снижения			
возможны скачки			
и колебания			
давления.			
Параметры ПЖ			

стабильны			
Параметры ПЖ на		Контроли	Ремонт насоса
параметры плк на	- промыв поршня		
выходе стаоильны.	Hacoca,	давления, расхода	Отрыв от заооя,
Давление ПЖ на	- Размыв клапана	и параметров ПЖ	расхаживание
входе стабилизи-	насоса;	на входе и выходе.	
ровалось на более	- Выход газовой	Уточнение	
низком уровне или	шапки	причины	
продолжает сни-		неисправности	
жаться, расход на			
входе и выходе			
снижается.			
На фоне общего			
снижения давле-			
ния ПЖ на входе			
наблюдаются			
колебания с			
частотой подачи			
насоса, расход на			
входе и выходе			
снижается.			
Снижение			
плотности и			
повышение			
газосодержания			
ПЖ на выходе			
после цикла			
циркуляций			
Постепенное	- Промыв	Контроль	Продолжая цирку-

(возможно резкое)	инструмента.	давления и	ляцию, приподнять
снижение		расхода ПЖ на	инструмент на 1-2
давления при		входе и выходе,	М
постоянном		веса на крюке,	
расходе ПЖ на		температуры на	
входе. Возможно		ПЖ выходе,	
снижение		скорости бурения	
температуры			
Давление ПЖ в	- Разгерметизация	Контроль	Проверка
манифольде резко	линии	давления в	манифольда и
снизилось. Вес на	манифольда;	манифольде,	бурового насоса.
крюке в норме	- Выход из строя	температуры ПЖ	Продолжая цир-
	бурового насоса;	на выходе	куляцию, припод-
	- Промыв		нять инструмент
	инструмента		на 1-2 м
Давление ПЖ	- Промыв	Контроль	Продолжать
плавно снижаться	инструмента	давления ПЖ,	бурение в течение
с небольшой		скорости бурения,	15 – 20 минут.
интенсивностью.		температуры ПЖ	Дальнейший
Вес на крюке в		на выходе	анализ по
норме			ситуации
Снижение или	- Промыв	Контроль	Прекращение
стабилизация на	инструмента.	давления. При	рейса и подъем
более низком		снижении	бурильной
уровне давления		скорости проходки	колонны,
ПЖ и скорости		– проверка	вследствие чего

проходки,		скорости подъема	снижается
возможно		ПЖ в затрубном	давление
снижение		пространстве на	
температуры ПЖ		вынос шлама	
на выходе			
Давление ПЖ	- Разрушение	Поиск	Продолжение
стабилизировалось	насадок долота	оптимальных	бурения в
на более низком		режимов бурения	оптимальном
уровне,			режиме
соответствующем			
бурению без одной			
или нескольких			
насадок. Скорость			
бурения			
снижается.			
Возможны			
подклинки			
Плавные	- В системе	Контроль	Выровнять
колебания	циркуляции	параметров ПЖ на	параметры ПЖ и
давления	неоднородная ПЖ	выходе	продолжить
возможны			бурение
одновременно			
колебания расхода			
ПЖ на выходе и			
уровня в емкостях.			
Ритмичные по			
циклу колебания			
вязкости и газо-			

содержания ПЖ			
Медленное	- Сальник на	Контроль	Продолжать
увеличение	инструменте;	давления,	бурение с
давления ПЖ на	- Обвал стенок	момента, нагрузки	периодическим
входе. Остальные	скважины	на крюке,	отрывом снаряда
параметры		параметров ПЖ на	от забоя на длину
стабильны		входе и выходе	квадрата
На фоне общего	- В системе	Следить за	Проинформировать
плавного роста	циркуляции	уровнем ПЖ в	бурильщика о
или снижения,	неоднородная ПЖ	емкости и	наличии «пачки»
давление		давлением в	высоковязкого
колеблется в		манифольде	раствора.
широких пределах.			Выровнять
Возможно			параметры ПЖ и
увеличение			продолжить
расхода ПЖ на			бурение
выходе и			
снижении уровня			
ПЖ в емкости.			
Аномальное			
увеличение			
плотности и			
вязкости ПЖ на			
входе			
Давление ПЖ	- Зашламление	Контроль	Остановить
продолжает расти.	забоя в результате	давления и анализ	бурение и
Возможны	недостаточной	шлама. Проверка	промыть
-------------------	---------------	-------------------	------------------
небольшие	очистки или	скорости подъема	скважину. В
затяжки при	обвала стенок	ПЖ в затрубном	течение времени,
подъеме	скважины.	пространстве на	необходимого для
инструмента и		вынос шлама и	выноса шлама
увеличение		определение	после
крутящего		необходимого	нормализации
момента, скорость		количества ПЖ	параметров,
бурения		для эффективной	продолжить
снижается. При		очистки забоя	бурение с более
промывке			интенсивной
скважины			промывкой
давление			
снижается до			
нормального. В			
шламе возможно			
повышенное			
содержание			
обвальной породы			
Давление продол-	- Сальник на	Контроль	Прекратить
жает расти, появ-	инструменте	давления, веса,	бурение.
ляются колебания		крутящего	Осторожно
крутящего момен-		момента.	расхаживать
та при общем его		Проверка скорости	инструмент с
увеличении, наб-		подъема ПЖ в	циркуляцией.
людаются затяжки		затрубном	После
при подъеме и		пространстве на	нормализации
посадки при		вынос шлама	параметров
спуске. При			продолжить

расхаживании рост			бурение
давления			
прекратился,			
возможно, его			
снижение. Затяжки			
и посадки			
снижаются,			
колебания			
момента исчезли			
Давление	- Сальник на	Контроль	Продолжить
продолжает расти,	инструменте не	давления, веса,	отбивку сальника.
возможно, до	сбивается, есть	крутящего	При
критического,	угроза прихвата	момента. Проверка	невозможности –
затяжки, посадки и	инструмента	скорости подъема	осторожный
колебания		ПЖ в затрубном	подъем
момента		пространстве на	
сохраняются		вынос шлама	
Давление	- Забиты	Контроль	Прекратить
продолжает расти,	промывочные	давления, веса,	бурение, промыть
возможно,	отверстия долота	крутящего	скважину и
скачкообразно и	или недостаточная	момента. Проверка	очистить ПЖ. При
до потери	очистка ПЖ	скорости подъема	потере
циркуляции,		ПЖ в затрубном	циркуляции –
колебаний		пространстве на	подъем бурильной
момента, затяжек		вынос шлама	колонны, после
и посадок не			нормализации
наблюдается,			параметров
возможно			продолжить
увеличение			бурение

крутящего			
момента. При			
расхаживании			
давление			
стабилизируется			
или скачкообразно			
снижается			
Резкое увеличение	- Вскрытие пород	Контроль	Бурение
механической	с новыми физико-	механической	прекратить до
скорости бурения.	механическими	скорости бурения,	подъема забойных
Возможно	параметрами,	уровня в емкостях,	фракций шлама.
соответствующее	возможно	параметров ПЖ на	При подтвержде-
изменение	продуктивного	входе и анализ	нии наличия кол-
крутящего	коллектора	шлама.	лектора
момента.		Оптимизировать	произвести подъем
Остальные		режим бурения	бурильной колон-
параметры			ны и продолжить
стабильны			бурение. При
			отсутствии кол-
			лектора продол-
			жить бурение с
			оптимальными
			техническими
			характеристиками
Резкое снижение	- Вскрытие более	Оптимизация	Продолжить
механической	твердых пород	технологических	бурение при
скорости бурения		режимов бурения.	оптимальных
до определенной		Прогноз износа	режимах бурения
величины.		вооружения	

Возможно		долота	
снижение			
крутящего			
момента			
Скорость бурения	- Износ	Расчет рейсовой	Продолжить
продолжает	вооружения	скорости,	бурение до
существенно	долота	определение	оптимального
падать. Крутящий		оптимального	износа
момент снижается.		времени,	вооружения
Остальные		прекращение	долота
параметры		рейса. Оценка	
стабильны		износа поднятого	
		долота	
	2. Спуско-подъе	емные операции	I
Нарушение	- Поглощение;	Контроль расхода	Прекратить
баланса объемов	- Приток флюида в	ПЖ на выходе,	процесс спуско-
поднятых	скважину	уровня ПЖ в	подъема.
(спущенных) труб		доливной,	Визуально
и доливания		приемной емкости	проверить и
(вытеснения) ПЖ		и в скважине	сообщить
в скважину			оператору ГТИ
			положение уровня
			ПЖ в скважине
При спуске объем	- Поглощение при	Расчет общего	Ликвидировать
вытесненной ПЖ	спуске;	объема и	поглощение,
меньше объема	- Гидроразрыв	интенсивности	продолжить спуск

металла	пласта	поглощения с	с допустимой
спущенных труб.		начала нарушения	скоростью
Может		баланса. Расчет	
наблюдаться		допустимой	
снижение уровня		скорости спуска	
ПЖ в скважине		инструмента.	
		Контроль за	
		ликвидацией	
		поглощения	

#### Порядок выполнения работы

- 1. Получить вариант задания у преподавателя.
- 2. Запустить программу «Волга-супервайзер» в режиме эмуляции данных.
- 3. Зарисовать полученные диаграммы технологических параметров и определить по ним операции, происходящие на буровой.
- 4. Построить вручную графики показаний станции ГТИ с отображением набора параметров для приведенных последовательно сменяющих друг друга по времени операций на буровой.

Параметры:

- Положение талевого блока Н, [м].
- Нагрузка на долото N<sub>Д</sub>, [т].
- Вес на крюке W<sub>K</sub>, [т].
- Механическая скорость проходки V<sub>MEX</sub>, [м/час].
- Детально-механический каротаж Т<sub>ДМК</sub>, [мин/м].
- Давление на входе Р<sub>ВХ</sub>, [атм].
- Расход на входе Q<sub>BX</sub>, [л/мин].
- Расход на выходе Q<sub>вых</sub>, [л/мин].
- Объем бурового раствора V<sub>P-pa</sub>, [м<sup>3</sup>].
- Плотность бурового раствора  $\rho_{P-pa}$ , [г/см<sup>3</sup>].

- Обороты ротора v<sub>P</sub>, [об/мин].
- Крутящий момент на роторе М<sub>Р</sub>, [Н\*м].
- 5. Описать словесно поведение каждого параметра для всех операций;
- 6. Оформить отчет о проделанной работе.

### Варианты

## Вариант 1

Последовательность операций:

- 1. Наращивание.
- 2. Бурение с применением забойного двигателя.
- 3. Промывка.
- 4. Проработка.
- 5. Подъем инструмента.
- 6. Перевод с технической воды на глинистый раствор.

## Вариант 2

Последовательность операций:

- 1. Спуск.
- 2. Долив.
- 3. Роторное бурение, утечка в линии манифольда.
- 4. Проработка.
- 5. Промывка.
- 6. Подъем инструмента.

### Вариант 3

- 1. Бурение с применением забойного двигателя.
- 2. Промывка.
- 3. Проработка.
- 4. Подъем.
- 5. Установка более тяжелых УБТ.
- 6. Спуск.

# 7. Бурение с применением забойного двигателя.

# Вариант 4

Последовательность операций:

- 1. Промывка.
- 2. Проработка.
- 3. Промывка со значительным поглощением.
- 4. Проработка.
- 5. Подъем.

# Вариант 5

Последовательность операций:

- 1. Роторное бурение.
- 2. Промывка.
- 3. Подъем.
- 4. Установка нового долота взамен изношенного.
- 5. Спуск.
- 6. Наращивание.
- 7. Роторное бурение.

## Вариант 6

Последовательность операций:

- 1. Бурение с применением забойного двигателя, приток флюида в скважину.
- 2. Промывка.
- 3. Проработка.
- 4. Подъем.
- 5. Затяжка инструмента.

# Вариант 7

- 1. Бурение с применением забойного двигателя.
- 2. Пробуривание границы пласта.
- 3. Промывка.
- 4. Проработка на разных интервалах глубин.

5. СПО для проведения геофизических работ.

# Вариант 8

Последовательность операций:

- 1. Роторное бурение.
- 2. Промывка, утечка в емкостях с буровым раствором.
- 3. Проработка.
- 4. Роторное бурение.
- 5. Обвал.
- 6. Устранение обвала.

# Вариант 9

Последовательность операций:

- 1. Промывка, износ сальникового уплотнения бурового насоса.
- 2. Проработка.
- 3. Промывка.
- 4. Проработка.
- 5. Бурение с применением забойного двигателя.
- 6. Подъем.

# Вариант 10

Последовательность операций:

- 1. Наращивание.
- 2. Роторное бурение.
- 3. Промывка.
- 4. Проработка.
- 5. Подъем.
- 6. Обрыв инструмента.

# Вариант 11

- 1. Бурение с применением забойного двигателя.
- 2. Промывка.
- 3. Подъем, сборка КНБК.

- 4. Замерзание манифольда.
- 5. Спуск свободного конца.
- 6. Промывка.

## Вариант 12

Сравнить значения технологических параметров на различных глубинах.

Последовательность операций:

- 1. Роторное бурение на глубине 100 м.
- 2. Промывка на глубине 100 м.
- 3. Проработка на глубине 100 м.
- 4. ...
- 5. Бурение с применением забойного двигателя на глубине 1000 м.
- 6. Промывка на глубине 1000 м.
- 7. Проработка на глубине 1000 м.

## Вариант 13

Последовательность операций:

- 1. Налипание бурового раствора на ультразвуковой уровнемер.
- 2. Перевод с технической воды на глинистый раствор.
- 3. Роторное бурение.
- 4. Промывка.
- 5. Вследствие сильной вибрации периодически отходит разъем датчика давления на манифольде.
- 6. Проработка.

## Вариант 14

- 1. Проработка.
- 2. Подъем.
- 3. Сборка КНБК.
- 4. Спуск.
- 5. Бурение с применением забойного двигателя.

6. Остановка процесса бурения и как следствие значительное уменьшение реактивного момента на долоте.

Вариант 15

Последовательность операций:

- 1. Роторное бурение.
- 2. Скачки давления в линии манифольда, подклинки.
- 3. Подъем.
- 4. Замена долота, сборка КНБК.
- 5. Спуск.
- 6. Роторное бурение.

#### Содержание отчета

- 1. Краткая теоретическая часть.
- Диаграммы технологических параметров, полученные по результатам работы с программой «Волга-супервайзер», с интерпретацией операций на буровой.
- 3. Диаграммы технологических параметров, построенные по полученным вариантам заданий, с интерпретацией операций на буровой.
- 4. Выводы.

#### Контрольные вопросы

- 1. Какие технологические параметры регистрируются станцией ГТИ?
- 2. Какие основные технологические операции можно выделить в процессе бурения?
- 3. Методика определения операций на буровой по диаграммам технологических параметров станции ГТИ.
- 4. Каковы возможные причины аварийных ситуаций на буровой?
- 5. Каковы действия оператора ГТИ при аварийных ситуациях?

#### Заключение

Современные технологии бурения скважин и средства технологического контроля позволяют обеспечить безаварийное и скоростное строительство скважин сложной архитектуры. Применение средств дистанционного мониторинга на основе объединения информационных компонентов станций ГТИ, расположенных на буровых объектах, позволяет снизить финансовые и временные затраты на бурение скважин.

Современный буровой инженер должен обладать навыками работы с информационным обеспечением и техническими средствами измерений технологических параметров в процессе бурения. Понимание архитектуры станции ГТИ, знание состава и назначения датчиков и линий связи позволяет специалисту правильно и обоснованно принимать решения при управлении бурением скважины. При осуществлении технологического контроля информация состоянии бурового процесса 0 проходит несколько преобразований, прежде чем она в понятном для интерпретации виде появляется на табло бурильщика. По этим данным и графикам станции ГТИ инженер должен уметь распознавать различные технологические процессы, предвидеть развитие аварийных ситуаций и осложнений. Кроме того, в процессе работы могут происходить сбои И отказы оборудования. Современный буровой инженер должен уметь определить причины сбоя в работе датчиков и в минимальные сроки возобновить корректную работу измерительной системы.

Практические задания лабораторных работ направлены на формирование навыков работы с реальным промысловым оборудованием. Инженер в ходе обучения получает представление компонентах ГТИ, 0 станции программном информационном И обеспечении, осваивает основы интерпретации измерений и преобразование их в буровые технологические операции. На основе получаемых от оператора станции ГТИ данных о процессе бурения буровая бригада принимает решения и управляет процессом бурения скважины.

83

#### Литература

- Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Кульчицкий В.В., Грайфер В.И., Маганов Р.У., Шамсуаров А.А. Нефтегазовое будущее за национальным исследовательским университетом. Нефтяное хозяйство. №5-2009. С. 40-43.
- Геолого-технологические исследования скважины в процессе бурения.
   РД 39-0147716-102-87.
- Дадаян Ю.А. Сборник лабораторных работ по курсу «Основы взаимодействия физических полей с веществом». М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2009.
- Демпси П. Краткий обзор состояния измерений в процессе бурения: Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. № 5, 7-11, 1986.
- Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. Учебное пособие. М.-Ижевск.: Институт компьютерных исследований. 2006. 650 с. 313 илл. 76 табл.
- Комм Э.Л, Бронзов А.С., Кульчицкий В.В., Ларионов А.С. Система технико-технологического надзора строительства и эксплуатации скважин. НТЖ «Технологии ТЭК» изд. Нефть и Капитал. Декабрь 2002.
- Кульчицкий В.В., Алиев З.С., Басниев К.С., Щебетов А.В., Кудрин А.А., Королько Е.И., Ларионов А.С., Молчанов Д.Н. Индивидуальное проектирование горизонтальных скважин с гидродинамическим обоснованием их конструкции. // Технологии ТЭК. Апрель 2004. С. 36-40.
- Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Александров В.Л., Гришин Д.В. Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин (АРМ Супервайзера). Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005612320 от 08.09.2005.
- Кульчицкий В.В., Гришин Д.В., Леонтьев И.Ю, Кудрин А.А. Освоение нефтегазовых месторождений Обской и Тазовской губ. Газовая промышленность. № 8-2005. С.70-72.

- Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Технико-технологический надзор строительства нефтегазовых скважин (буровой супервайзинг). Учебное пособие. // М.: Нефть и газ. 2007. 150 с.
- Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щебетов А.В. Геонавигация скважин. Учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. 312 с. 204 илл.
- Кульчицкий В.В., Александров В.Л., Ларионов А.С., Гришин Д.В. Интерактивная дистанционная автоматизированная система обучения. Патент на полезную модель №81830 от 11.12.2008. БИ №10 от 10.04.2009.
- Кульчицкий В.В., Александров В.Л., Ларионов А.С., Гришин Д.В. Технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения. Нефть, газ и бизнес. № 3-2009. С.22.-26.
- Кульчицкий В.В., Архипов А.И. Способ контроля процесса взаимного ориентирования стволов при кустовом бурении нефтяных и газовых скважин и система для его осуществления. Заявка на изобретение № 2009123141 от 18.06.2009.
- Кульчицкий В.В., Мажаров А.И., Архипов А.И., Кузнецов А.В. Стенд для испытания геонавигационного оборудования. Патент на полезную модель № 87537 от 26.06.2009.
- Кульчицкий В.В., Мажаров А.И., Притыко П.М., Валькова Т.В. Установка для исследования скважинных телеметрических систем. Патент на полезную модель № 87747 от 08.07.2009.
- Кульчицкий В.В. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике.// Коллектив авторов, под общ.ред.
   В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. М.: Инфра-Инженерия. 2009. 960 с.
- Кульчицкий В.В., Архипов А.И. Локация подземных сооружений при бурении скважин. Oil&Gas Journal. Russia. № 10 (33), октябрь 2009. С. 44-47.

- Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Учебное пособие «Методическое и информационное обеспечение бурового супервайзера». М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2009. 248 с. 46 илл.
- 20. Левицкий А.З. Геолого-технологические исследования на стадии заканчивания скважин. М.: «Нефть и газ» РГУНГ им. Губкина. 2005.
- 21. Левицкий А.З., Командровский В.Г., Тенишев В.М., Шилкин И.В. Компьютерные и информационные технологии в решении задач оперативного управления бурением Ч. 1, 2, 3, М.: «Нефть и газ» РГУНГ им. Губкина. 1999, 2000, 2001.
- Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: «Нефть и газ» РГУНГ им. Губкина. 1997.
- Ляшенко Г.В., Штыфель А.П., Кульчицкий В.В., Сазонов А.А., Ларионов А.С., Щебетов А.А., Александров В.Л. Парадигма управления строительством скважин. НТЖ «Инженер-нефтяник». № 3-2009. С. 17-20.
- Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процесса бурения. Справочное пособие. М.: Недра. 1989, Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М.: Госгортехнадзор России. 2003. ПБ-08-624-03.
- Технология бурения нефтяных и газовых скважин, под ред А.И.Спивака.
   М.: Недра. 2003.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Инструкция по работе с АРМ «Волга-драйвер»

#### Проверка и настройка сервера данных

После того, как закончен монтаж станции, датчиков и магистрального кабеля, необходимо провести проверку и настройку программных модулей. Работа начинается с проверки настройки сервера данных. Методика проверки следующая:

- Нажать кнопку Пуск,
- Выбрать раздел Панель управления,
- После появления Панели управления выбрать раздел Interbase Manager или Firebird Manager (окно показано на рисунке 41).



Рис. 41. Вид окна с разделом Interbase Manager

 После выбора этого раздела появляется панель Interbase Manager или Firebird Manager (диалоговое окно показано на рисунке 42).

InterBas	e Manager 🛛 🗙			
	Startup <u>M</u> ode Automatic C Manual			
Root <u>D</u> ir c:\Progr	rectory am Files\Borland\Interbase\Change			
Status The InterBase Server is currently Running <u>Stop</u> ■ Bun the InterBase server as a service on Windows NT				
Properti	es erver Properties Guardian Properties			

Рис. 42. Диалоговое окно InterBase Manager

- Необходимо останавить сервис с помощью кнопки Stop и снять галочку <u>Вид</u> панели перед запуском показан

на рисунке 43.

InterBase	Manager			
	Startup <u>M</u> ode -	C Manual		
⊂ Root <u>D</u> ired c:\Program	story n Files\Borland\Intert	base\	Change	
Status The InterBase Server is currently <b>Stopped</b>				
∏ <u>R</u> un th	ne InterBase server a	s a service on Window	s NT	
Properties				
Ser	ver Properties	Guardian Prope	rties	

Рис. 43. Панель InterBase Manager перед запуском

 Запустить сервис кнопкой Start. Вид панели Interbase Manager после запуска показан на рисунке 44.

InterBase N	Nanager			
	Startup <u>M</u> ode	C Man	ual	
─ Root <u>D</u> irect c:\Program	ory Files\Borland\Inte	rbase\	<u>C</u> hange	
Status The InterBase Server is currently <b>Running</b>				
$\square$ Bun the InterBase server as a service on Windows NT				
Properties -				
Servi	er Properties	Guardian P	roperties	

Рис. 44. Панель InterBase Manager после запуска

 Далее проводится проверка настроек сервера: на панели Properties кнопки Server properties и Guardian properties (рис. 45)

- Pro	perties		
	Server Properties	Guardian Properties	

Рис. 45. Кнопки Server properties и Guardian properties

 После того, как нажата кнопка Server properties, появляется панель, показанная на рисунке 46.

🗓 Свойства: Int	erBase S	erver		? 🛛
General IB Setting	gs			
	ase SQL S	erver for '	Windows	
Location: c	::\Program I	Files\Borl	and\\bin\	
Version: \	vI-V7.0.1.1			
License: U	Unlimited Ac	cess:		
Capabilities: 1 N L	"CP/IP Clier NetBEUI Clie .ocal Client	nt Suppor ent Support Support	t ort	
Number of attac	chments:	0	Batrast	
Number of databases: 0				
ок	Отмена	Пр	менить	Справка

Рис. 46. Окно Свойства: InterBase Server

 Закрыть панель и нажать на кнопку Guardian properties, после чего появится панель, показанная на рисунке 47.

📲 Свойства: Inte	rBase Guard	ian	? 🛛
General			
InterBa	se Guardian for \	Vindows	
Location: c:\Prog Version: WI-V7.0	ıram Files\Borlan D.0.206	d\\bin\	
Number of server	restarts: 0		
Action	Date	Time	
Server Started	05/25/09	10:31	
	ОК	Отмена	Применить

Рис. 47. Окно Свойства: InterBase Guardian

 Если все соответствует вышеизложенному, то закрыть панели управления и свойств сервера. Настройка сервера выполнена правильно.

### Запуск и настройка программного модуля «Волга-Драйвер»

После того, как проведена проверка настроек сервера данных можно приступать к следующему этапу – запуску программного модуля «Волга-

Драйвер». Запуск любого программного модуля из комплекта АПК «Волга» производится примерно одинаково. В данном случае методика запуска следующая:

- Нажимать кнопку Пуск.
- Выбрать раздел Все Программы.
- Выбрать раздел Аппаратно-програмный комплекс «Волга».
- Выбрать раздел Драйвер:

🛅 Драйвер	•
🛅 Супервайзер	•
🛅 Табло	•
🎹 Табло	

– Запустить приложение Волга-Драйвер:

🛅 Драйве	p	•	4	Волга-Драйвер
🛅 Суперв	айзер	•	?	Помощь

После запуска программного модуля «Волга-Драйвер» на экране появляется окно авторизации (рис. 48):

Введите код доступа	×
СЕРВЕР	
ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ	SYSDBA
ПАРОЛЬ	
БАЗА ДАННЫХ	"C:\Program Files\Volga\Volga.gdb" 🔒
ВВОД	କ୍ଥ <u>o</u> tmeha

Рис. 48. Окно авторизации «Волга-драйвер»

В этом окне находится панель авторизации, в ней – три поля для авторизации пользователя (рис. 49)



Рис. 49. Поля авторизации «Волга-драйвер»

БАЗА ДАННЫХ	"C:\Program Files\Volga\Volga.gdb"
систему конкретного по	льзователя).
ПАРОЛЬ - ВВОД ПА	роля пользователя (соответствующий пароль входа в
пользователь - ввод ро	ли пользователя;
СЕРВЕР - ВВОД ПО	олного имени компьютера в сети;

местонахождение сервера данных.

В случае, если сервер находится в другом месте, то для настройки пути доступа надо нажать на кнопку . После этого появляется диалоговое окно настройки пути доступа к серверу данных (рис. 50), с помощью которого можно настроить необходимый путь доступа к серверу данных.

Browse					? 🛛
<u>П</u> апка:	Colga Volga		- + 🗈	💣 🎟 •	
Недавние документы Рабочий стол Мои документы Мой компьютер	30.10.2008     2008 10 30 18 59     2008 10 30 19 01     2008 10 31 08 37     2008 10 31 08 37     2008 10 31 08 40     2008 10 31 08 41     2008 10 31 08 41     2008 11 18 10 53     2008 11 18 10 57     2008 11 18 11 05     2008 11 18 11 05     BACKUP     Driver     Geochrom     Include	Last Report Reserve Test Volga-Curse Volga-Driver Volga-SuperViser Volga-SuperViser Volga-ZTS WEB Kитай (температур Dbhrom.gdb	a)		
Сетевое окружение	<u>И</u> мя файла: 🚺 <u>Т</u> ип файлов: Б	olga.gdb аза данных		•	<u>О</u> ткрыть Отмена

Рис. 50. Окно настройки пути доступа к серверу данных

Примечание. Ввод начинается с ввода пароля: верхние два поля недоступны до тех пор, пока не введен пароль.

Если правильно заполнены данные авторизации и правильно настроен путь доступа к серверу данных, то начинается процесс инициализации программного модуля «Волга-драйвер». После окончания инициализации в области уведомлений появляется значок информации программного модуля «Волга-драйвер»: ЕN (2010) 11:52

После этого можно продолжить работу по настройке и запуску программного модуля.

Роль пользователя (синоним логин) – уникальный пароль группы пользователей с определенным правом доступа к данным, т.е. их просмотра, редактирования, удаления и т.п.

После запуска программного модуля в области уведомлений и появления значка информации можно продолжить работы по настройке и запуску. Если к

значку 🤍 подвести мышь и нажать на правую клавишу мыши, то появляется выпадающее окно с меню выбора (рис. 51).

*	<u>Н</u> астройка соединения	
	Тарировка датчиков	
-	Новые ситки	
	Фильтрация записи в базу данных	
13	Запуск	
	Стоп	
	Автоматический/Ринной режим определения опера	uŭ
~	Автоматический гучной редим определения операц	ии
	вноор одровом операции	
~	Забойная телесистема в скважине	
-	Полуквадрат или квадрат	
	Отправка команды в контроллер	•
	Обнуление датчика давления	
	-	<b>\</b>
	Датчики	
~	<u>К</u> омпенсация зависимости веса 1Б от положе	ния 1Б
~	<u>Т</u> арировать данные	
~	<u>З</u> аписывать данные	
	<u>Э</u> мулировать прием данных	
	Добавление следующей свечи	
	Филь <u>т</u> рация данных	
	Изменение диапазонов фильтрации	
-	Фидьтрация выбросов положения талевого блока	
2	Памашь	FI
0	() programme	
*	<u>o</u> upoepuene	
	Выход	Ctrl+X

Рис. 51. Выпадающее окно выбора программы «Волга-драйвер»

Разделы меню служат для выполнения следующих функций:

Настройка соединения
— настройка соединения

программного модуля с датчиками, находящимися на буровой;

Тарировка датчиков тарировка датчиков. Этот раздел служит для тарировки и градуировки датчиков. Новые сутки – ручной режим перехода на новые сутки (сброс временных и средних параметров в нуль). Перенос тарировок – перенос тарировок. Этот раздел служит для подготовки пустой базы сервера данных с переносом в нее всех тарировочных данных и данных инклиннометрии. 👩 Запуск запуск программного модуля после окончания настройки соединения и проведения тарировки датчиков). Стоп (остановка работы стоп программного модуля для завершения работы или для динамической тарировки). Автоматический/Ручной режим определения операций автоматический/ручной режим определения операций. Этот раздел позволяет переключиться в ручной режим

определения буровой технологической операции (по умолчанию, установлен автоматический режим определения операций и раздел меню выбора буровой операции неактивен).

Выбор буровой операции – выбор буровой операции. Этот раздел работает в паре с Автоматический/ручной режим определения операций и активен, если отключен автоматический режим определения операций. Он позволяет принудительно установить определенную технологическую операцию.

<u>Забойная телесистема в скважине</u> – забойная телесистема в скважине. Включение/выключение просчета времени нахождения забойной телесистемы в скважине (станция не может определить, находится ли забойная телесистема в скважине, поэтому используется ручное управление включением/выключением просчета времени).

Полуквадрат или квадрат
 – полуквадрат или квадрат. Этот
 раздел дублирует переключение длины ведущей бурильной трубы.

94

Отправка команды в контроллер — отправка команды в контроллер. Используется только в режиме управления исполнительными механизмами (зарезервирован для будущего использования).

Обнуление датчика давления — обнуление датчика давления. Этот режим по умолчанию не используется и оставлен для совместимости.

Датчики. Этот раздел позволяет настраивать конфигурацию имеющихся датчиков (по умолчанию включены все датчики).

Компенсация зависимости веса ТБ от положения ТБ – компенсация зависимости веса ТБ

от положения ТБ. Режим компенсации показаний датчика веса от положения талевого блока.

✓ Тарировать данные. Этот раздел позволяет включать/выключать тарирование датчиков, т.е. если отключить тарирование датчиков, то на сервер данных вместо реальных показаний датчиков будут отправляться коды датчиков (по умолчанию, включена тарировка датчиков).

Записывать данные. Этот раздел позволяет включать/выключать отправку показаний датчиков и расчетных значений на сервер данных, т.е. при отключенном значении данные не будут передаваться на сервер данных.

✓ Эмулировать прием данных
— эмулировать прием данных. Этот раздел позволяет включать/выключать режим эмуляции приема данных.

Добавление следующей свечи — добавление следующей свечи. Этот режим позволяет инкрементировать количество свечей в скважине.

🗸 Филь<u>т</u>рация данных

\_\_\_\_\_фильтрация данных.

Включение/выключение режима фильтрации данных.

Изменение диапазонов фильтрации — изменение диапазонов фильтрации.

Фильтрация выбросов положения талевого блока – фильтрация выбросов положения

талевого блока.

95

? Помощь	Fl	_	помощь.	Вызов	систем	ſЫ
справочной документации.						
<u>?</u> <u>О</u> программе	_	0	программе.	Информ	ация	0
программном модуле – версия, р	релиз и т.д.					
<u>В</u> ыход	Ctrl+X	вых	од.			
-						

Режим эмуляции.

Переход в режим эмуляции выполняется следующим образом:

 К значку подводится мышь, и нажимается правая клавиша мыши, после появления выпадающего окна активизируется раздел меню Эмулировать прием данных (рис. 52).



Рис. 52. Раздел эмуляции приема данных

 Запустить прием данных. Появляется окно выбора файла сервера данных, данные из которого будут подменять показания датчиков (рис. 53).



Рис. 53. Окно выбора файла сервера данных для режима эмуляции данных

 После выбора вспомогательного сервера данных появляется панель выбора рейса и проекта, данные из которого будут использоваться для эмуляции. Выбор проекта осуществляется в специальном выпадающем окне (рис. 54)

Выбор проекта и рей	са для эмуляции	×
ВЫБОР ПРОЕКТА	ВЫБОР РЕЙСА	
1 468 469 485	<ul> <li>1039287</li> <li>842725</li> <li>450555</li> <li>339408</li> </ul>	
Гроект: <b>469</b>	Рейс: 1039287	
Дата и время 28.05.20	я начала эмуляции 109 15:50:11 💌	
✓ В <u>В</u> ОД		HA

Рис. 54. Окно выбора проекта

– После этого выбирается номер рейса (рис. 55).

Выбор проекта и рейса д	ля эмуляции 🛛 🔣
ВЫБОР ПРОЕКТА	ВЫБОР РЕЙСА
1 468 469 II 485	1039287 842725 450555 339408
Проект: <b>469</b>	Рейс: 842725
Дата и время нача 28.05.2009 15	ла эмуляции :50:11 💌
✓ В <u>В</u> ОД	Х ОТМЕНА

Рис. 55. Окно выбора рейса

 Следующий шаг – выбор даты начала передачи данных от вспомогательного сервера (рис. 56).

Выбор проекта	и	рей	са д	ля з	мул	тяци	ии		×
ВЫБОР ПРОЕН	(TA				В	ыбо	)P PE	ЙСА	
46 46 48	1 3 9 5					103 84 45 33	89287 12725 50555 89408	, ; ; ;	
Проект: 469				Pei	йс:	842	2725	;	
Дата	и вр 28.0	ремя 5.20	нач 09.18	ала э 5:50:1	муля	ации			
	•		Mai	i 200	)9 г.		۲		
	<u>Пн</u> 27	<b>Вт</b> 28	Ср 29	<b>Чт</b> 30	<u>Пт</u> 1	C6 2	<u>Вс</u> 3	0 <u>T</u> M	EHA
Insert	4 11	5 12	6 13	7 14	8 15	9 16	10 17		
	18 25	19 26	20 27	21	22 29	23 30	24 31		
	S	) Ce	о Годн	ıя: 2	8.05	。 5.20(	09		

Рис. 56. Выбор даты начала передачи данных

Необходимо отметить, что с помощью элементов управления можно устанавливать нужную дату. Например, если нажать на месяц, появляется выпадающее меню выбора месяца (рис. 57).



Рис. 57. Меню выбора месяца

Если нажать на год, то появляется меню изменения года (рис. 3.1.18).



Рис. 58. Меню выбора месяца

Запуск приема данных.

Для запуска приема данных надо выбрать раздел меню Запуск и нажать на левую клавишу мыши (рис. 59).



Рис. 59. Раздел меню Запуск

Остановка приема данных.

Для запуска приема данных надо выбрать раздел меню Стоп и нажать на левую клавишу мыши (рис. 60).



Рис. 60. Раздел меню Стоп

Одновременно может быть активна одна из опций меню: Запуск или Стоп.

Настройка соединения.

После выбора из выпадающего окна опции Настройка соединения появляется окно настройки параметров соединения (рисунок 61)

НАСТ	РОЙКА					
	ВЫБОР ПРОЕКТА	<u>D</u>	выбор рей	ÍCA	<u>D</u>	
	1		465			
	Проект: 1 Горлинское		Рейс: 465		1	
HACT	РОЙКА ПОРТА	COM1	•	1	15200	•
КОНФ	РИГУРАЦИЯ	(омпак	гная			-
СТ Номеј Вес К	ТАРТОВЫЕ ПАРАМЕТРЫ р стартовой свечи 1 НБК 6.00	<b>%</b>	Высота над забое Забой	м	1000,0	
🖂 Bo	тавить стартовые параме	етры				
1	В <u>В</u> ОД			×	OĪV	ИЕНА

Рис. 61. Окно настройки соединения

Это окно служит для настройки параметров соединения ядра программного модуля «Волга-драйвер» с датчиками, которые находятся на буровой. На этом окне имеются следующие элементы управления:



имя выбранного проекта, в который будут заноситься

#### данные;



выбирается рейс, в который будут заноситься данные;

Рейс: 465

– имя выбранного рейса, в который будут заноситься

данные;



создание нового проекта или рейса;



- настройка порта;



#### Тарировка датчиков

Система тарировки датчиков в программном модуле «Волга-драйвер» позволяет тарировать любые датчики – линейные и нелинейные т.е. с любой зависимостью между кодом, приходящим от датчика и соответственно, значением реального параметра, для измерения которого служит датчик. В программном модуле «Волга-Драйвер» для вызова панели тарировки датчиков необходимо выполнить следующее:

 Для вызова панели тарировки надо выбрать раздел меню Тарировка датчиков и нажать на левую клавишу мыши. После этого появляется панель тарировки (рис. 62).

101

Taj	рировка датчі	иков		
Д	атчик давлени	я на входе		Аппроксимация сплайнами 💌
	Значение	Код датчика	^	Код датчика, у.е. 0
Þ	0,0	0,49		240
	10,0	0,579		220
	20,0	0,624		200
	30,0	0,679		180
	40,0	0,729		₽ 160
	50,0	0,781		9 140
	60,0	0,837		5 170 m 120
	70,0	0,894		9 120 9 100
	80,0	0,951		
	90,0	1,008		a 80
	100,0	1,057		60
	110,0	1,111		40
	120,0	1,168		20
	130,0	1,222		
	140,0	1,275		0,49 0,679 0,894 1,111 1,33 1,507 1,736 Кодлатчика у е
	150,0	1,33	~	top gar inte, y.o.
ŀ	• • •	H + - A	≪ X C	<ul> <li>Линейно-кусочная аппрокоимация</li> <li>Аппроксимация сплайнами</li> </ul>
		РЕАЛЬН	ОЕ ЗНАЧЕНИЕ	0,01 код датчика 0,49
E Tapi	ДОБАВИТЬ провочная табли	😥 <u>в</u> ставка 🚦	<u>коч</u> истить (	ПЕРЕСЧЕТ К ВЫХОД

Рис. 62. Панель тарировки

Панель тарировки разбита на несколько областей:

– Область выбора датчиков и метода аппроксимации тарировочной кривой:

Датчик давления на входе 🛛 🗳 💠 🔅 Аппроксимация сплайнами 🖃

В этой области имеются следующие элементы управления:

Датчик положения ТБ

поле визуализации названия датчика, в

котором выводиться название выбранного для тарировки датчика;

Для выбора датчика для тарировки используются следующие кнопки:

в начало списка датчиков;

предыдущий датчик;

• следующий датчик;

🔊 в конец списка датчиков.

В этой области имеется также поле выбора метода аппроксимации тарировочной кривой

Аппроксимация сплайнами , которая позволяет выбрать с помощью кнопки нужный метод аппроксимации тарировочной кривой (по умолчанию используется аппроксимация сплайнами).

 Область изменения данных тарировки (рис. 63), которая служит для ввода, изменения и удаления данных тарировки, т.е. кода, который приходит от датчиков и соответствующего реального значения параметра, измеряемого соответствующим датчиком.

	Значение	Код датчика
Þ	0,0	0,49
	10,0	0,579
	20,0	0,624
	30,0	0,679
	40,0	0,729
	50,0	0,781
	60,0	0,837
	70,0	0,894
	80,0	0,951
	90,0	1,008
	100,0	1,057
	110,0	1,111
	120,0	1,168
	130,0	1,222
	140,0	1,275
	150,0	1,33
-		H + - A

Рис. 63. Область изменения данных тарировки

В этой области имеются следующие элементы управления:

- Таблица параметров, которая содержит коды датчиков и соответствующие реальные значения измеряемых параметров.
- Панель управления, которая служит для модернизации данных и перемещения по таблице:



Элементы управления на панели управления выполняют следующие функции:

- переход на первую запись;
- переход на предыдущую запись;
- переход на следующую запись;
- ы переход на последнюю запись;
- - добавить новую запись;
- удалить текущую запись;
- отослать изменения в сервер данных;
- х отказаться от проведенных изменений;
- с-обновить данные с сервера данных.
  - Область визуализации тарировочной кривой, на которой находиться диаграмма тарировочной кривой, показана на рисунке 64.



Рис. 64. Область визуализации тарировочной кривой

Кривую на диаграмме можно масштабировать. Для этого надо подвести курсор мыши, к необходимому участку диаграммы, нажать на левую клавишу мыши и,

не отпуская клавишу, сдвинуть курсор мыши вверх или вниз, а затем сдвинуть (не отпуская клавишу) вправо и отпустить клавишу. В этом случае, на диаграмме будет виден участок отмасштабированной тарировочной кривой. Для того чтобы вернуться к масштабу по умолчанию, необходимо нажать на левую клавишу мыши и не отпуская клавишу, сдвинуть курсор вверх или вниз, а затем сдвинуть (не отпуская клавишу) влево и отпустить клавишу. В этом случае, вернемся к масштабу по умолчанию.

Кроме этого, имеется возможность использовать режим лупы для просмотра тарировочной кривой (рис. 65). Для этого необходимо нажать на правую клавишу мыши и не отпуская ее, сдвинуть мышь в нужном направлении. После того, как выбран нужный участок клавиша мыши отпускается.



Рис. 65. Режим лупы для просмотра тарировочной кривой

 Область статуса, которая служит для визуализации кодов от датчиков и значений параметров, полученных с помощью тарировочных кривых:

РЕАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ	0,01	код датчика	0,49
-------------------	------	-------------	------

Используется следующая цветовая маркировка: красный цвет - значение параметра, синий цвет - код датчика. Область статуса для датчика оборотов лебедки и датчиков уровня имеют несколько другой вид. Область статуса датчика оборотов лебедки имеет следующий вид:

вес на крюке 1,7	₽	РЕАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ	1,22	код датчика	1266,1
---------------------	---	-------------------	------	-------------	--------

Дополнительные элементы при тарировке датчика оборотов лебедки необходимы для коррекции показаний датчика веса в зависимости от положения крюка относительно ротора (это связано с тем, что талевый канат также имеет вес и этот вес изменяется в зависимости от положения крюка относительно ротора). Тарировка датчика оборотов лебедки и дополнительная тарировка датчика веса производиться после того, как оттарирован датчик веса. Для выполнения этой тарировки используются следующие элементы:

ВЕС НА КРЮКЕ

**1,7** – это поле показывает вес на крюке при текущем положении крюка относительно ротора.

— эта кнопка служит для вставки веса крюка, при текущем положении талевого блока, в таблицу коррекции.

Дополнительные элементы при тарировке датчиков уровня необходимы, в связи с тем, что на основе показаний датчиков уровня рассчитываются два параметра: объем бурового раствора в емкостях (в куб.метрах) и процент заполнения емкостей буровым раствором, а датчики уровня передают расстояние до верхнего уровня бурового раствора, который находиться в емкостях, поэтому для тарировки необходим ввод дополнительных параметров:

РЕАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ	0,5	КОД ДАТЧИКА	0,037
	Нижний уровень	Верхний уровень 0,01 📠	Площадь емкости

Нижний уровень

<sup>4</sup> — - это поле служит для ввода расстояния от датчика уровня до дна емкости (метры);

Верхний уровень

<sup>0,01</sup> — это поле служит для ввода расстояния от датчика уровня до верхнего предела заполнения емкости (метры);

Площадь емкости

<sup>10</sup> — это поле служит для ввода площади дна емкости (метры квадратные).

 Область управления, на которой находяться элементы управления, для выполнения определенных задач:

ВСТАВКИ	В ОЧИСТИТЬ		<u> к</u> в <u>ы</u> ход
---------	------------	--	--------------------------

Кнопки, которые находятся в этой области служат для выполнения следующих задач:

**В**<u>Добавить</u> - добавить текущее значение кода от датчика в массив для расчета среднего значения кода;

<u>вставка</u> вставка расчетного среднего значения кода, преходящего от датчика в тарировочную таблицу;

<u> очистить</u> - очистить массив для расчета среднего значения кода;

**ПЕРЕСЧЕТ**- пересчитать данные, т.е. пересчитать тарировочные зависимости для расчета выходных параметров;

**К** ВЫХОД - выход из процедуры тарировки.

Примечание. В программном комплексе "Волга-Драйвер" режим тарировки исключает режим приема данных и наоборот. После того, как настроены параметры соединения и введены тарировочные данные можно запускать режим приема данных.

107

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Руководство пользователя АРМ «Волга-супервайзер»

### Начало работы

Для запуска приложения необходимо следующее (рис. 66):

- Войдите в меню пуск.
- Выберете раздел программы.
- Выберете раздел аппаратурно-программный комплекс «Волга».
- Выберете раздел Волга Супервайзер.



Рис. 66. Путь к программе «Волга-супервайзер»

После этого на экране появляется следующее окно Авторизация пользователя (рис. 67).


Рис. 67. Окно Авторизация пользователя

Где расположены три поля ввода данных (рис. 68), для авторизации пользователя:



Рис. 68. Поля ввода данных

Первое поле – ввод полного имени компьютера в сети;

Второе поле – ввод роли пользователя;

Третье поле – ввод пароля пользователя.

Ввод начинается с нижнего поля – верхние два поля недоступны, до тех пор,

пока не введен пароль.

Системное меню Переход Просмотр Отчеты Сервис Помощь программного модуля

«Волга -супервайзер» выполняет следующие функции:

 Раздел Переход (рис. 69) позволяет переходить на выбранную закладку и редактировать различные параметры.



Рис. 69. Раздел Переход

Раздел Просмотр – просмотр диаграмм и временных характеристик (рис.
70).



Рис. 70. Раздел Просмотр

Раздел Текущее состояние – показывает текущие операции данного проекта.

 Раздел Временные характеристики буровых операций– затраты времени при операциях со свечами (рис. 71).



Рис. 71. Раздел Временные характеристики буровых операций

Раздел Выработка долота- зависимость механической скорости от времени бурения (рис. 72).



Рис. 72. Раздел Выработка долота

Раздел Просмотр истории – временные показания наземных датчиков (рис. 73).



Рис. 73. Раздел Просмотр истории

– Раздел Диаграммы – просмотр диаграмм текущего проекта (рис. 74).



Рис. 74. Раздел Диаграммы

– Раздел Настройка стандартного каротажа - настройка каротажа.

Раздел Отчеты –работа с отчетной документацией. Разделы
 всплывающего меню позволяют создавать определенные виды отчетной документацией (рис. 75).



Рис. 75. Раздел Отчеты

 Раздел сервис – сервисные функции. Разделы этого меню позволяют выполнить следующие операции (рис. 76).



Рис. 76. Раздел сервис

Раздел помощь – работа со справочной системой (рис. 77).



Рис. 77. Раздел помощь

Закладки для работы с данными по скважине. Для выбора необходимых закладок для работы с данными по скважине необходимо выйти на панель выбора закладок (рис. 78) или в меню переход (рис. 79).

Описание объекта Константы Компоновка ГИВ Персонал Рейс Ряды Инклиномстрия Буровые операции Градуировка Примечания Хроматография Настройки Отчеты <u>Л</u>итологический разрез Контроль процесса бурения

Рис. 78. панель выбора закладок



Рис. 79. меню переход

При переходе на закладку Описание объекта (рис. 80) появляется возможность просматривать или изменять параметры объекта.

Описание объекта		
Договор: ханчейское-10-1071	воковий Месторождение: Ханчейокое	
Куст: № 10 Нам	ер скважины № 1071 вокожи	
Ничелию (нобот)	Окончание јебот по проектул Дотен 18.75 2006 — Аснист 2014	Окончилине работ по флактул Датая Еббалла — Даният 2011
Элбой 1970,0 — Гаубнал по верталлан 1956,40 —	Элбой 2559,0 К Гаубана по вертаклан 2134,3 К	Забоен 2550,0 м Глубенен по вертикалия 10046682813
Кроеля пласти	Secondect	Поднадчикна
Кровля пласта по вертикали: 2131,2 м	Закарчико одо нау	Иредприятие: ИПП "Санарсияс горизанты"
Занин при кхода к пласс: 90 Ахимот на тихо: 90	Буровое предприятие: суде	Руководитель контракта: Схидся И.Г.
Откоргот устки до забазе: 260,0 м	Бурокой мистир: Албада И.Н.	Эксперинияна 1
	Буровал установка: Станал БУ 2000, 2007	Партян
Раднус круга допуска: 50,0 м	Тип насосор: УИБ-сол. пади	Начальния партам: Карахнии И.И.
Вклата коргулора логуста: 🔒 🔒 🖬	Количество насосов: 2 шт	

Рис. 80. Закладка Описание объекта

В закладке Константы (рис. 81) находятся постоянные и переменные данные, которые необходимы для идентификации буровых операций.

the second se				Maximum control film	e.		
NUMULATION RECENTION AND ADDRESS	Honorinvectorii ripotzeccos.			N DAVENETWIE US & LDA	~		
Минимальное давление	циркуляции		5/0 arra 🔳	1.0 m	(OHI) 150	-	
Минимальная нагрузка и	на долото при бурении	0	1,0 τ	0,4 м	300	0	
Минимальный отрые от :	забоя при бурении:		0,314	0,2 M	900	0	
Положение талевого бло	жа при подъеме квадр	ата:	17,0 H				
Положение телевого бло	жа при подъеме получ	андрата:	17,0 н 🚍				
Положение талевого бло	жа при подъеме свечи	e	24,0 H 🚍				
Положение талевого бло	жа при подъеме трубь	0	12,0 H				
Положение талевого бло	жа на столе ротора:		0,38 H 🚍	Цаг регистрации ден	њя		
Длина квадрата:	26,9 м 🎽 — Вес к	задрата	2,35 t 🚔		1		
Длина полухвадрата:	16,5 M 🎽 Bec n	юлуквадрата:	4,75 t 🚔				
Количество мруб в сее	MAR.		2 ar 📄				
Мининальная длина све	9487		10.5 M				
Максилальная длина се	e40.		25.5 H				
Вес свечи			4,5 T				
Вес трубы			4,5 T				
Примечание:							
	Nos?olaus cla?aley						
	Noo7texe cx7aey						

Рис. 81. Закладка Константы

Закладка Компоновка (рис. 82) служит для ввода или редактирования описания компоновки низа буровой машины.

	енструмента		•	H	омпоновка								
Haussene Guinas oco		Дляно	*	Π	Название бурового	Длона	бурового па в метрах	Becinoro Syposionia	ного метра иструмента	Вес б инстр	VIDOS DITO MENTIN S	Диние	тр в нем
инструмента	Ten	нотрументи		H	in a particular	Ofgan	5 сказална	Otayak	В сказание	Otayak	Вссевноен	the good?	Энотренной
		o we that	1	閂		-							
WET-178	NEL	0,0 M		ш									
96TC-178	NELC	0,0 M		ш									
UETC-178	SPLC	0,0 M		ш									
95TC-178	SPLC	0,0 M		ш									
951-146	NETC .	0,0 M		II.									
901 L-145	SELC.	0.0 M		II.									
UET.197	UET	0,0 M		II.									
UET.203	UET	0.0 M		H.									
VETC-208	VELC	0.0 M		II.									
WETC-203	NELC	0.0 м		H.									
0.117X117(N.W)	ПЕРЕВОДНИК	0.273 м		H.									
0.117x117IN9NI	ПЕРЕВОДНИК	0.265 M		ш									
967-178	HET	0.0 M		H	icera:	0.0 M	0.0 M	0.0	T 0.0 T				
				_		далить	Очистить	J					
						20005	Outors	J					

Рис. 82. Закладка компоновка

На закладке Создание компоновки (рис. 83) имеется две основные панели: Инструменты и Компоновка.

_															_
	Инструменты Номер и	нотрумента		•	H	омпоновна									
Γ	Название бурового		Длина Сурового	Ô	Γ	Название бурового инструмента	юго метра ютрумента е в тоннах	Вес бу инструс ска-ажини	ровото ментав в тоннах	Дизметр в мил					
	инструменте	180	нструменті		lle.		Общий	Вскажине	Общий	Вскважине	Внешний	Знутренний			
L			в метрах	1	HÞ										-
Þ	96T-178	YET	0,0 м												
Г	96TC-178	96TC	0,0 м												
IC	96TC-178	96TC	0,0 M												
IC	96TC-178	96TC	0,0 M												
IC	96T-146	96T	0.0 м												
IC	SETC-146	<b>VETC</b>	0,0 M												
IC	96TC/146	YETC	0,0 м												
IC	96T-197	961	0,0 M												
IC	96T-203	961	0,0 M												
IC	96TC-203	96TC	0,0 м												
IC	SETC-203	<b>VETC</b>	0,0 M												
IC	0.117X117(HVM)	переводник	0,273 м												
IC	0.117x117(MVM)	переводник	0,265 м		IL.										
IC.	96T-178	96T	0,0 M	Ŧ	IC	Boenox	0,0 м	0,0 M	0,0 T	0.0 T					
I					1										÷

Рис. 83. Закладка Создание компоновки

Первая панель Инструменты (рис. 84) служит для ведения справочника бурового инструмента, который используется или может использоваться при создании компоновки низа буровой колонны.



Рис. 84. Панель Инструменты

Буровой инструмент, который имеется в справочнике можно отсортировать по следующим категориям:

- По номеру инструмента (по умолчанию).
- По названию бурового инструмента.
- По типу бурового инструмента.
- По длине бурового инструмента (в метрах).
- По весу погонного метра бурового инструмента.
- По диаметру резьбы муфты (в мм, если имеется).
- По диаметру резьбы ниппеля (в мм, если имеется).

Для выбора текущей сортировки инструментов в справочнике Инструментов используется выпадающий список.

При вводе или редактировании описания бурового инструмента надо заполнить следующие поля (при отсутствии необходимой информации поля можно оставить пустыми):

– Название бурового инструмента (заполняется обязательно).

 Тип – сокращенный идентификатор типа, например, УБТ – утяжеленные бурильные трубы (заполняется обязательно и ввод символов в верхнем регистре).

– Длина бурового инструмента в метрах (заполняется обязательно).

– Вес погонного метра бурового инструмента в тоннах (заполняется обязательно).

– Внешний диаметр бурового инструмента в мм (заполняется обязательно).

– Внутренний диаметр бурового инструмента в мм (заполняется обязательно).

- Резьба инструмента (ниппель) в мм.
- Резьба инструмента (муфта) в мм.

	Название бурового инструмента	Тип	Длина бурового інструмент: в метрах	Вес погонного метра бурового инструмента	Вес погонного Диаметр инструмента Резьба ин метра в ММ бурового нструмента Внешний Энутренний			инструмента в мм		
				в тоннах	диаметр	диаметр	Нипель	Муфта		
	9БТ-178	96T	0,0 м	0,145 т	178,0 мм	90,0 мм	147,0 мм	147,0 мм		
Þ	УБТС-178	<b>96TC</b>	0,0 м	0,156 T	178,0 мм	72,0 мм	133,0 мм	133,0 мм		
	96TC-178	96TC	0,0 м	0,1548 т	178,0 мм	80,0 мм	140,0 мм	140,0 мм		
	96TC-178	<b>96TC</b>	0,0 м	0,1455 т	178,0 мм	90,0 мм	147,0 мм	147,0 мм		
	96Т-146	96T	0,0 м	0,098 T	146,0 мм	75,0 мм	121,0 мм	121,0 мм		
	96TC-146	<b>96TC</b>	0,0 м	0,103 т	146,0 мм	68,0 мм	121,0 мм	121,0 мм		
	96TC-146	<b>96TC</b>	0,0 м	0,1 т	146,0 мм	72,0 мм	122,0 мм	122,0 мм		
	УБТ-197	96T	0,0 м	0,182 T	197,0 мм	90,0 мм	152,0 мм	152,0 мм		
	9БТ-203	96Т	0,0 м	0,192 т	203,0 мм	100,0 мм	171,0 мм	171,0 мм		
	96TC-203	<b>96TC</b>	0,0 м	0,2133 т	203,0 мм	80,0 мм	152,0 мм	152,0 мм		
	96TC-203	<b>96TC</b>	0,0 м	0,202 T	203,0 мм	90,0 мм	161,0 мм	161,0 мм		
	П 117×117(M\M)	ПЕРЕВОДНИК	0,273 м	0,0 т	144,0 мм	80,0 мм	0,0 мм	117,0 мм		
	П 117x117(M\M)	ПЕРЕВОДНИК	0,265 м	0,0 т	145,0 мм	80,0 мм	0,0 мм	117,0 мм		
	УБТС-178	<b>УБТС</b>	0,0 м	0,156 т	178,0 мм	72,0 мм				

Рис. 85. Поля для описания бурового инструмента.

При нажатии на правую кнопку мыши, на экране появляется выпадающие меню (рис. 86).



Рис. 86. Выпадающие меню

С помощью выпадающего меню можно проводить следующие операции со справочником инструментов:

- Вставить описание нового бурового инструмент.
- Удалить буровой инструмент из справочника инструментов.

 Очистить справочник инструментов (не рекомендуется, эту опцию необходимо использовать, только при критических проблемах с работой справочника инструментов).

– Перенести инструмент в компоновку низа буровой колонны (КНБК).

– Выбрать чертеж и прикрепить в выбранному буровому инструменту.

– Импортировать инструмент из Excel.

Отметим, что для визуализации выбранной компоновки необходимо поставить выбранному буровому инструменту определенный чертеж, из имеющегося списка (если соответствующий чертеж не удалось выбрать, то необходимо обратиться к разработчикам). После выбора опции меню Выбрать чертеж на экране появляется следующая панель, на которой находятся управляющие элементы позволяющие выбрать чертеж бурового инструмента (Рис. 87).



Рис. 87. Панель, позволяющая выбрать чертеж бурового инструмента

Примечание. Если не определен чертеж инструмента, то строка, соответствующая буровому инструменту выделяется, синим цветом, а если, не определен тип бурового инструмента, то описания бурового инструмента выводятся красным шрифтом.

Панель Компоновка (рис. 88) служит для описания текущей компоновки низа буровой колонны (КНБК), которая используется в текущем рейсе.

	Название бурового инструмента	Длина б инструмент	урового га в метрах	Вес погонн бурового ин в скважин	юго метра ютрумента е в тоннах	Вес бу инструг скважине	рового ментав в тоннах	Диамет	гр в мм	Резьба	a B MM
		Общая	В скважине	Общий	Вскважине	Общий	Вскважине	Внешний	Энутренний	Нипель	Муфта
Þ											
	Boero:	0,0 м	0,0 м	0,0 т	0,0 т						

Рис. 88. Панель Компоновка

Для управления описанием компоновки низа буровой колонны можно использовать и всплывающее меню. Для вызова меню необходимо, находясь в поле справочника компоновки, нажать правую клавишу мыши. После нажатия появляется всплывающее меню (рис. 89).



Рис. 89. Контекстное меню для описания компоновки низа

Первые три опции дублируют управляющие кнопки, а опция Изменить чертеж позволяет изменить, присоединенный чертеж только в справочники компоновок.

После того, как было закончено создание описания компоновки, полученные результаты можно посмотреть на закладке Детализации компоновки (рис. 90).

Создание компоновки Де	тализация ко	ипоновки М	ера инстру	иента					
6203.0 Her	а178,0 мм				6215,9 MM	_			QD,0 MM
		-		-	_				
						Y			
Contraction					2.0				0.0-
	U,U M				U,U M			->	U,U M 🕞
			Dec 6.						
Насвание бурового	Длина бу	posoro	инструя	лента в	Диамет	p s MM	Резьба	6 MM	
инотрумента	Official	a o werpax Deve externa	скаажине Облика	5 TOHHAX Dick Excerns	Descure	Destroyeed	likera m	Madata	
VETC-203	0,0 M	0,0 м	0,0 T	0,0 T	203,0 MM	90,0 MM	161,0 MM	161,0 MM	
IT 1472133	0,25 м	0,0 м	0,0 T	0,0 T	178,0 MM	100,0 MM	147,0 MM	133,0 MM	
III 2159 NC-ITH	0.0 M	0.0 M	0.0 τ	0.0 T	215,9 мм	0,0 MM	117,0 мм	0,0 MM	
JP1-176	N 0.0	0.0 H	0.0 T	0.0 T	0.0 MM	0.0 MM	0.0 MM	0.0 MM	
0	0.05		0.0	0.0					
Boenox	0,25 M	0,0 M	0,0 т	0,0 т					
Перерисоват	ь чертеж	🔶 Des	ревернуть и	нструмент	Р Риссе	ать сноски			
	Kownor	-0588							

Рис. 90. Закладка Детализация компоновки

Закладка Мера инструмента (рис. 91) служит для ведения справочника Мер бурового инструмента.



Рис. 91. Закладка Мера инструмента

Закладка ГИВ (рис. 92) служит для определения веса.



Рис. 92. Закладка ГИВ

Панель ГИВа разделена на две функциональные области:

– Таблица для ввода кода, веса талевой системы и инструмента (рис. 93).

	N₂	Код	Вес талевой системы и инструмента
►		70,0	0,0
		30636,0	30,0
			00,0

Рис. 93. Таблица для ввода кода, веса талевой системы и инструмента

– Градуировочные расчеты для датчика веса (рис. 94).



Рис. 94. Градуировочные расчеты для датчика веса

На закладке Персонал находятся поля для ввода о персонале, который обслуживает забойную телеметрическую систему. Время работы для буровой бригады и операторов заносится в таблицу (рис. 95).

Γ	Буровая	і брига,	да					В	ставить 🔀	Удалить			
Γ	Номер Фуровой Брегоды	д Дата вакты	вта Время нечело	Васта			Sypur	s aye					
Þ													
┞													
ŀ	Операто	ры		<u>,</u>				Бр В	старить 🔀	Удалить			
ŀ	Дата	вахты			1								-
	Дата	Dpesso Hereice		Texmonor	F	Depa	о ый оператор	ператоры	Βτορού οπερι	1700			
Ē	1809.06 •	1217:54	0										
Γ													
L													
L													
L													
L													
L													
L													
L													
┝	18.09.2006	1217.54											
Γ													
0	TROUGH DEVI	eta Kowa	nerne Kowe	DHORKS [1/15] P-		elc Page	Иналиниматиче	SVDOEN# O	INDIAL PRAY	HOUSE TRANS	PROPERTY NORMAL	maders Hacrook	<b>a</b> 04
-		the market	Pages	18	promate in	1 Page	The second second	- I post and a	- page	The second second		the part	

Рис. 95. Закладка Персонал

В закладке Рейс (рис. 96) вводятся данные по рейсам.

Показатели ройса 🦟 🖉 е													
ΞĒ									5	PEMEHHLE IV	АРАМЕТРЫ		
conven giboo	Honep pefits	Проходна св рейс	Время церкуллерон Фуравого раствора	Время Сурания	Время нарадивания	Врамя спуска	Dpines registers	Время промывки сказлины	Время проработки	Время над забоем	Время подлотовительно заключительных работ	Времія теофизических рябот	Врема ремонтов
8.D	۱.	0,0 M	0,00 мен	0,00 мен	106,31 HHH	0,00 mee	0,00 Meet	0,00 нен	0,00 MMH	0,00 нен	0,00 нан	0,00 нам	0,00 мен
Diperator conspansion   Depression   Desperator   Depression   Repression			0,00 see	3,60 1067	105,21 see-	5/81 Mars	0,00 Mark	0,50 was	0,00 чист	0,00 1000	0,00 лабе	0,50 nate	0,00 1004
F	4												
					80	āc.							

Рис. 96. Закладка Рейс

Окно Характеристики бурения (рис. 97) служит для ввода данных, которые описывают рейс: время начала и окончания рейса, временные параметры, интенсивности изменения и т.д.



Рис. 97. Окно Характеристики бурения

На окне Оборудования (рис. 98) находятся поля для ввода параметров, которые связаны с оборудованием, которые используется в текущем рейсе. Это номер забойной телесистемы, скважного прибора, турбогенератора, наземного оборудования, насадки, втулки и т.д.

Т				CSBAXONIS FP	NEOP							
	Homep	NI satabasi Teresetteenesi	NE seggres	Concernment in woor		N2 crosseects	34	IST RAHROR	IBCHICTEMA	TYPEORE	HERATOP	
	peñca	ORTHNA	утравления и обработки	№2 модуля неклонометолекого	N2 D04/01000	CORRECTO:	Haven	Howep	N2 Analyza bertrez to	N	NI OFTEGETATE	
1			gares or			гревора	20448	мнератора	pargerortena	турбогенератора	турбатенератора	HON
M												

Рис. 98. Окно Оборудование

В окне Раствор (рис. 99) находятся поля для параметров, которые связаны с описанием характеристик бурового раствора.

Пон	азате	ли рейса			2 K C	
au cypenux	Hossep poites	Б) Буравого раствора	РОВОЙ РАСТЕ Плотность Фуравого рествора	ОР Водоотдана Фурового раствора	Преакнием к буров ото раст в оре	
<b>▲</b>						
chicowawa Y						
ractives 06						
zhboave cosharina						

Рис. 99. Окно Раствор

В закладке Ряды (рис. 100) показаны временные диаграммы работы датчиков.



Рис. 100. Закладка Ряды.

В Просмотре системного меню (рис. 101) находится выпадающее окно Временные характеристики буровых операций (рис. 102).



Рис. 101. Окно системного меню



Рис. 102. Окно Временные характеристики буровых операций

Окно Временные диаграммы наземных датчиков имеет две основные закладки:

– Измеряемые параметры (рис. 103).



Рис. 104. Закладка Измеряемые параметры

## – Расчетные параметры (рис. 105).



Рис. 105. Закладка расчетные параметры

Закладка Инклинометрия (рис. 106) служит для определения основных параметров (зенита и азимута) характеризующих искривление буровых скважин, путём контроля инклинометрами с целью построения фактических координат бурящихся скважин.



Рис. 106. Закладка Инклинометрия

Все данные по измерению заносятся в таблицу (рис. 107).



Рис. 107. Таблица для данных по измерению.

Закладка Буровые операции (рис. 108) служит для ввода данных, которые описывают время работы бурения: это начальное и конечное время, циркуляции бурового раствора, бурения свечой, наращивания и т. д.

ровые	операци	414							Очистить					
														Dpe
ачало опери Время ЧКУУ	пария Паубина по инструменту	Нь о Дата вд-мм-гг	Byens 940 V	ерации Паубина по инотрументу	C6040	Проходил	Врамя царжутиции бурового раствора	Время буретня свечой	Бреми нараздивники	Время опуска овечи	Время подъема свечи	Время промывая скожны	Ереми гроработог	Врамя над забоям
0.00 00 🥑	0,0 M	0503-08	10:32:22 😕	0,0 м	1	0,0 м	0,00 мен	0,00 MPH	105,31 MMH	D,00 мен	0,00 мен	D,00 мен	0,00 мен	D,00 Mpe
00:00 🔀	0,0 m	30-12-99 -	00:00:00 😕	) 0,0 м		0,0 M	0,00 MeH	0,00 MeH	0,00 мен	0,00 Meet	0,00 мен	0,00 MHH	0,00 ммн	0,00 MH
						0,D M	0,00 мен	D,00 Meet	105,31 MMH	D,00 Meet	O DO MARK	D,00 Meet	0,00 Meet	0,00 ve

Рис. 108. Закладка Буровые операции

Временные параметры: время циркуляции бурового раствора, время бурения свечой, наращивания, спуска свечи, подъема свечи, промывки

скважины, время проработки, время над забоем, подготовительнозаключительных работ, геофизических работ, ремонтов, простоев, время нахождения забойной телесистемы в забойной скважине, цементирование скважины, время спуска обсадной колонны и общее время.

Средние значения параметров: нагрузка на долото при бурении, вес на крюке при бурении, давление бурового раствора за время циркуляции, нагрузка долото при проработке, вес на крюке при проработке, вес на крюке при проработке, вес на крюке при проработке.

В разделе Просмотр (рис. 109) находятся временные характеристики буровых операций.



Рис. 109. раздел Просмотр

Закладка Градуировка (рис. 10) служит для ввода градуировочных данных.

Градуи	ровка параметров			< 8	• 🐧 ه	ставить	×	Цаноть
14	Наниенов опие параметра	Egreesp	диаг	Азон	УС Монимальная	АВКИ	Maranaa	Статус
			Monitym	Максивнуве	устания	y27	1010	
<u> </u>	1 Положение талевого блока	м	0	30			- 30	BKU
4	2 Beo Ha spicke	T	0	100			100	BKU
4	3 Давление раствора на вкоде	anx	0	200			200	BKU
<u> </u>	4 Монент на клоче	TM	0	100			100	OTKR

Рис. 110. Закладка Градуировка

Для ввода примечаний по рейсу или за сутки необходимо вызвать окно Ввод примечаний. После вызова закладки Окна примечаний на экране появляется окно (рис. 111).

Π	римечан	ия опера	аторов		
Π	Дата Дата примечания	та Время примечания	Dog patter	Продолжительность, чесы	Пременчиное
Þ					
Н				ONLEE DREMT: N	
ſ	(Пр. 1996) Встаноть	X.			
n	onversions of b	elicy Rooser	INVERTING AND A STOCK		

Рис. 111. Окно Примечание операторов.

Панель Примечание к рейсу служит для ввода примечаний по рейсу, например, вид работ и их продолжительность, описание отказов и прочее.

Закладка Газовая хроматография (рис. 112) служит для определения процентного содержания газа.



Рис. 112. Закладка Газовая хроматография

Закладка Настройки (рис. 113) служит для задания настроек.



Рис. 113. Закладка Настройки.

Закладка Настройки имеет три инструментальные панели:

– Настройки визуальных эффектов (рис. 114).



Рис. 114. Панель Настройки визуальных эффектов 135

– Общие настройки (рис. 115).

Настройки				
	Общин настройки			
	,			
		ОБЩИЕ НАСТРОЙКИ		
🗵 Пересундулар, данные с се	PORCEA			
П Разрешение очисной справо	чника вре		🥅 Передавать данные в Intranet	
🗭 Автосохранение базы дан	ных Ин	тервал автосохранения		
j				
Самплияние клостьи	e 12 Hac.			
C THE MILLION PROPERTY	v In These			
		Пульт бурильщика		
🖂 Подолочение пульта бур	остьщика			
сома 💌 пультам 💌	0			
	· 💌			
				Lise medians
				Provide and a second seco

Рис. 115. Панель Общие настройки

Отчетная документация, создаваемая программными модулями аппаратно-программного модуля "Волга", подразделяется на встроенную отчетную документацию и добавляемую отчетную документацию. На закладке Отчеты (рис. 116) находятся функциональные элементы, которые служат для создания, выбора и вывода на экран отчетной документации.

	li i	Компоновка	08_09_1214_63.xis					
	D9 ¥	& Cone	กระโรกิเวลเราะกล		_			
A	B	C	D	E	F	G	н	
				Armpino ripo	граловай экснева	er Bonni - Amonoran		
	Месторождени	901	Северо-Губкинское	_				
	CARACENER		0 56					
			отчет по лі	пологии				
	Начате капазека грубни	еноголия пубаж	насти переди	Свита	React	liteer nopoxed	Возраст породы (илн.лет)	асполнители. Признаки
t	- 4		ж Ангждрит	Четвертичкая	-	БЕЛЫЙ	2	4
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	AHEKOPHT	Четвертичная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четвертичная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	AHCKOPHT	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четвертичная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	AHEKOPRIT	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	AHTKOPRIT	Semsepmover.		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	AHTKOPHT	Semsepmover.		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная	_	БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная	_	БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная	_	БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная	_	БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная	_	БЕЛЫЙ	2	
	0	50	АНГИДРИТ	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	
	0	50	AHEKOPWIT	Четверличная		БЕЛЫЙ	2	

Рис. 116. Закладка Отчеты

Закладка Отчеты разделена на три основные функциональные области:

- Инструментальная панель.
- Панель описания ячейки.
- Таблица, которая содержат данные в формате Excel.

Встроенная отчетная документация. Отчетная документация, которая встроена в программные модули аппаратно-программного модуля «Волга» относится к встроенной отчетной документацией. В настоящий момент к встроенной отчетной документации программного модуля «Волга-курс» относятся следующие виды отчетной документации:

- Отчет по литологии.
- Отчет по буровым операциям.
- Отчет по компоновке низа буровой колонны (КНБК).

Отметим, что название встроенная не означает, что пользователь не может редактировать шаблоны встроенных отчетов. С помощью редактора шаблонов

отчетной документации, пользователь имеет возможность изменить форму отчетной документации, как встроенной, так и добавляемой, по своему усмотрению.

Добавляемая отчетная документация. Отчетная документация, которая не встроена в программные модули аппаратно-программного модуля "Волга", а помощью шаблонов создается пользователем, С редактора отчетной документации, К добавляемой отчетной документацией. В относится аппаратно-программного модуля программные модули "Волга" встроен который генератор шаблонов отчетной документации, позволяет манипулировать выходными данными, которые встраиваются в выходную отчетную, по своему желанию. Имеется возможность: вставлять любой текст и любые изображения; вставлять любые данные, которые имеются на сервере любые имеющиеся шаблоны. данных, модернизировать Единственное требование - шаблон должен создаваться или изменяться с помощью редактора шаблонов отчетной документации.

<u>Редактор отчетов</u>. Все программные модули аппаратно-программного комплекса "Волга" поддерживают автоматизированную систему создания отчетов (АССО). АССО имеет свой внутренний скрипт, который позволяет создавать шаблоны отчетов с привязкой к данным, находящимся на сервере данных, вставкой объектов и т.д. За базовый формат шаблонов и самих отчетов, принят формат Excel. В каждом программном модуле имеется ряд встроенных шаблонов стандартных отчетов. При необходимости создания совершенно нового или модернизации имеющегося отчета, в АССО имеется редактор шаблонов отчетов. В программные модули аппаратно-программного комплекса «Волга» редактор шаблонов отчетов отчетов встраивается.

Для запуска редактор шаблонов отчетов, необходимо войти в системное меню и выбрать раздел меню Отчеты. После этого надо выбрать подраздел Редактирование шаблона (рис. 117).

138



Рис. 117. Системное меню, раздел меню Отчеты

После вызова редактора шаблона отчетов, появляется окно (рис. 118).

	ные шаблона	_	_			_	_	_			_	_	_	_		. 8 X
¢añn 🚺	2	10														
Сокранить	Бакранить колию	Панель	30	жрыть												
				fipae	ка шабла	essa: C:\Pro	gram File	e/Volga/Ve	ilga-Sup	erViser/C	hrven.xls					
	flon9		🗅 🧉 🖬	6 3	🙇 • 🖂	× Σ ×	9 Ï	Arial Cyr		* 10 ·*	* * *	1 IF #	- 23	🦻 % INI % 🖑	賃賃  .	$\Delta = \Lambda$
🛛 🗙  🕿 👘		_	A19	•	反聯	NPLANE#	XZAB									
Название	Описания		Α.	В	C	D	E	F	G	н	I Dest	J	K	L	M	N
Nain	<ul> <li>Проектная ск.,</li> <li>Фактьерская</li> </ul>		2				Annaps	пно-програ	MH EIM ICOM	INAR BO	una - Hppa	ктных данн	LI P			-
_IDFACT_	="Факлическая		3			Rycm -	#AbiBor	ehole##BU	SHIMUMB	ER						
IDPLANE	•Проектная ск		4		0	уважина -	220blBor	ehole#2NU	MBERBO	REHOLE						
			8		Mecmop	congerine -	mappin	SECRETACE	NAME							-
a				Dee												-
Trepence noneo	. Ал-перенос - лереч	ecmo ace nova	2	npo	CKIND	е данн	ые									
H-De Dataceto			a		Лосекте.	anto mantos "	ATDEOREE	0.	VICTOR N	Annual a	ATMINUTES					-
E 👔 Properties		1	0		Троектие	uõ asungm '	HDEGREES	0.00	ектиьлі	eswem •	HOFMINUTE					
		1	1	0	убына по	верликати	NERTICAL	До кро	emi no ce	provident	DORROVLY					
		1	2			Orrescod	EPARTURE									
		1	3	P III	agelic visi	ksa goulikova	OLERANCE									
		H	4	Db/co	на корисс	ра сопуска	THEOPESE									-
			Determ	Зени	Assey	Глубина по	Отнод от	До крояли	Кардан	наты точ	и замера	Cymman	роекций, м	Интенсивность	Интенсивность	Простран
			no	no	110	вертикали,	устыя до	ппаста, м	OTHORN	нтепьно п	роекта, м			по зениту,	по азминуту,	37
		1	в инструк	reas.	reas.		3300H, M						-Decree	- IDITUM	10/1 0/4	m/1
		1	7	1.0.44	10.44				^	1	- <sup>2</sup>	Kor	Sanag			
		1	8 1	2	3	4	5	5	7	B	9	10	11	12	13	14
		1	9 MADPL	AltaiPI	AND IN THE REAL	##BPLAN	##bPLA	##bPLAN	##biPLA	##bPU	##biPLAN	(#thPLA)	###PLA	N ##bPLANE##	##bPLANE##	N##bPLA
		2	0										_			
		2	2													
		3	13													
		2	4													
		2	5	_	_								_			
		12	10													
		2	6													
		2	9													
		2 2	0	_												-
		1	12													-
		3	13													
		3	14													
		3	6													-
		3	17													-
		1 03														
		3	19													
		4	0	_												-
		4	2													
		4	13													

Рис. 118. Окно редактора шаблона отчетов

Редактор состоит из следующих основных областей:

- Область определения макросов.
- Панель переноса.

- Таблица шаблона.
- Инструментальная панель с функциональными кнопками.

Закладка Литологический разрез скважины (рис. 119) служит для ввода, редактирования и просмотра, таких литологических и стратиграфических данных, как глубина залегания породы, название породы, крепкость, плотность породы, трещиноватость, пористость и т.д.

Лито	югическ	сий	paspe	,	<b>a</b>											
Bonard	Harea	80	Kone	4			Стрети	ontes				-		_	C	ойства порода -
noboli	- pienes my6	1014 <b>8</b> 1911	penex myte	848 H	Населние породы		Centa	React	Bosper	т	Цент породы		Крепкость породы	<b>`</b>	Плотность породы	Интенсивнос
1	S 0	÷	50	÷	АНГИДРИТ	٣	Тандалика.		2	٣	E stang 🖸	-	Spennan	۷	0 <u>.</u>	Oxytetayar
<u>-</u>	50	÷	190	÷	АЛЕВРИТ	•			66	•	L reiny 3	-	(penas		0	Окутетнунг
=	8	÷	120	÷	AREBPUT	۲			66	*	E stang 🖓	1	Spennan	۲	0 🗄	Oxyteteyer
æ	120	Ţ.	155	ż	АЛЕВРИТ	•			66	•	L reiny 3	-	Quencar .	•	0	Окутитери
~	155	÷	190	÷	АНГИДРИТ	-			66	*	E seasa 🖸	1	Sponson .	٣	0 🛨	Oreyteniyer
Ì	190	÷	300	Ë	АЛЕВРИТ	•	Verenne		136	•	E KENNA 🖸		(pensor	•	0 ==	Окутитери
- FRE	300	÷	470	÷	AREBPAT	•	Льникоранх		136	•	L REARS T	-	Sponson .	٠	0 <u>+</u>	Origitalityer
æ	470	÷	520	÷	АЛЕВРИТ	•	Turnapox		136	•	L REINY G	-	<b>Eponese</b>	•	0 ==	Orogenetacyder
- FFE	520	÷	610	÷	AREBPAT	•	Tuescalar		136	*	L REAR		(person	۲	0===	Orsynthyar
<b>#</b>	610	ġ	720	÷	АЛЕВРИТ		Брековом		136	•	L REINU G	-	<b>Opensor</b>	•	0 ====	Окутктири
æ	720	÷	755	÷	AREBPAT	-	Гузканова		136	*	L REAR	1	(poncar		0:=	ONSTRUCTOR
~	755	÷	303	÷	АНГИДРИТ ГИПСОВЫЙ		New Taxawaya	1001	136	•	L REINH 3	-	<b>Opensor</b>	•	0 ====	OKyTRTRYH
~	308	÷	861	÷	АНГИДРИТ ГИПСОВЫЯ	-	Sca-Tuoron	1061	136	•	L REAR		(poncar	*	0:=	ONSTRUCTO
977E	861	÷	914	Ż	АЛЕВРИТ	•	New Tooleow		136	-	L REINH G	1	<b>C</b> pensar		0 ====	Oxymneyer
~	914	-	967	÷	АНГИДРИТ ГИПСОВЫЯ	-	Sca-Tuonon		136	•	L ROMA G		(poncar	٠	0:=	ORSTETEVER
	967	\$	1020	÷	АЛЕВРО ГЛИНИСТАЯ	-	Scs Toorow		136	-	L REAR		Cponsise .		0 ====	Oxymneyer
	1020	÷	1073	÷	АЛЕВРО-ГЛИНИСТАЯ	-	Sca-Tuonon		136	-	L REAR	-	(poncas	•	야는	OKyteneyer
$\sim$	1073	÷	1126	÷	АНГИДРИТ ГИПСОВЫЙ	-	Scs-Rosenn		136	-	L REAR		Cportman 1		0 🗄	Oxyreteyer
	1126	-	1179	÷	АЛЕВРО-ГЛИНИСТАЯ	•	Sca-Taosan		136	•	L REAM		(poncar	•	0	OKyteleyer
	1179	-	1232	÷	АЛЕВРО-ГЛИНИСТАЯ	-	Sca-Romon		136	*	L REAR		Children for		0 ±	Oroynetikyer
=	1232	÷	1285	÷	АЛЕВРИТ	-	Sea-Taosan		136	-	L RELAY OF	-	theorem 1		0 🚊	disynetisyer
$\sim$	1285	-	1338	÷	АНГИ ДРИТ ГИПСОВЫЯ	-	Sea-Romon		136	-	L REAMS		China the		0 - ±	Orcynnifyar
	- 1338	Ē	1391	÷	АЛЕВРО-ГЛИНИСТАЯ	-	Sea-Theorem		136	-		-	dourne	-	0	UKyteniyar
$\sim$	1391	÷	1444	÷	АНГИ ДРИТ ГИПСОВЫЯ		Sca-Roman		136	-	L REPAR	-	(p) m (m)		야는	Oregiteringen
198 Pro	MADE 1	0	man				Heranotica mara	-	ration		103 📼					,
- BO		10 I	Calcient D				our drouwe that d			4	Derozo prescu		0.000			

Рис. 119. Закладка Литологический разрез

Примечание. Многие поля поддерживают вставку данных из выпадающих окон выбора, например, для поля Возраст.

Закладка Контроль процесса бурения (рис. 120)

10										+	123	1	4 # 62							
бя У	(8)07	n politi Mecesari		New:	c	тандарт Сталов	ายเคลี ค	аротаж.	M 1:20	^	¥	3/	460Й Забой с	Дотально миссологисской	Согротивления	Температура	nc,	Модуль	⊳ KONNELINØ KE	ного сог
	Г	Γ									LINEW	Safet	учетом трчки замера,м	kapotaa: (kapabastp)	ittecta	ntecra	SHATNEALT	Частота 20 КЛц	Частота 30 КГц	40 KJ
							TO and			F	2021.0	N 0.1905 M		0.00 years/re	26,580843	36.867447	52,959586	0		0
Cadores .		84			4			2	8	H	2042.0	N 2042.0 M		0.00 seaster	26.433622	36.945318	48,546216	0		0
1					- 3	and the second s	-	2	8	H	3334.0	2084.0 ++		Dillosenhe	14 265089	35 857585	50.05217			n
				April, an acha		5	Rom			H	2105.0	2105.0 +1		0.00 seaster	26,968118	40.310253	58.907545			0
	2208			1	î						2126.0	N 2126.0 M		0.00 seaster	23.062002	39,404716	61,51363	0		0
		ł.									2147.0	N 2147.0 M		0.00 washe	25,857416	42,680997	65.018979	0		0
	2210	2311									2168.0	2168.0 M		0.00 seasts	21,031713	44,74826	55,969785	0		0
		ł								H	2189.0	N 2189.0 M	_	0.00 seastre	19.384977	42,790305	50,535273	0		0
		1								H	2210.0	N 2210.0 M		0.00 seaster	10,143979	45,065215	51,114345	- 0		0
	2238	4231								H	2231.0	223130 M		0.00 yearship	17,501206	46,471712	55,287934			
		1								H	22723.0	2272.0 44		0.00 searche	16 268246	45,000,000	69 799922			0
	22.00	1							1	H	2234.0	2294.0 44		0.00 searche	12 514012	49.479607	67,223926			0
	2040	1							1	H	2315.0	R 2315.0 M		0.00 seeshe	2,653549	51,120314	77,149982	0		0
		-2252									2336.0	2336.0 м		0.00 seaster	26,867751	90,744674	82,899652	0		0
	2268										2357,0	м 2357.0 м		0.00 seaster	19,857543	51,829046	63,934549	0	0	0
											2378,0	NR 2378.0 M		0.00 seaster	15,160098	53,461055	71,840026	0		0
	au	-2273	<b>10</b>								2399.0	м 2399.0 м		0.00 states to	25,240952	90,533094	56,757281	0		0
	2208	1	0							H	2420.0	N 2420.0 M		0.00 seaster	20,875062	52,238265	79.469684	0		0
			<u>,                                    </u>						1	H	2441,0	2452.0 ++		0.00 search	27 900401	00.00000	77.002004			
	2298	2704	~							H	2493.0	2483.0 ++		0.00 searche	21566913	58.689565	29,058177			
			~							H	2905.0	3517.0 M		0.00 speak	17.195681	57.006237	75.907674			0
			<u>~</u>								2526.0	N 3538,0 M		0.00 seaster	14,655594	57,195836	66,087436	0		0
	2218	1	<u>,                                    </u>		_					Þ	2547,0	N 3559,0 M		0.00 seaster	24,191843	62,153523	89,209171	0		0
		511	<u>~</u>																	
	2028		~																	
	2338	ł	~																	
		2338	~																	
	2348	1	~						1											
	2154	1	~						1											
	1	and	~																	
	2268	-111	~																	
		1	~						1											
	510	1	~						1											
	2208	-2378	~																	
		ł	<u>~</u>																	
	22298	1	~																	
	240	2794	2																	
		-			_															

Рис. 120. Закладка Контроль процесса бурения

Закладка Контроль процесса бурения имеет две основные панели:

– Диаграмма процесса бурения (рис. 121), в котором показана графически порода, забой , глубина, куст, скважина и т. д.



Рис. 121. Диаграмма процесса бурения

– Таблица ввода данных для данной скважины (рис. 122).

	¥ł%	3A	50Й Забой с учетом	Детально моханят-воский каротах	Сопротивление пласта	Температура	ПС,	Модуль	комплекс	ного сопра	пивления	Интенсивность гамма излучения		ДАТА	LAS1	LAS2	LAS3	LAS4	LASS	LASS	LAS7	LAS8	LAS9	LAS10
		3a6où	точки замера м	(Meshetp)				Частота 20 КГц	Частота 30 КГц	Частота 40 КГц	Частота 50 КГц	(микроренттен в час)	Дэ	та Время										
П	021.0 м 3	021.0 M		0.00 MMH/H	26,980843	36,867447	52,959586	0	0	0	0	0	03-09-08	08:48:45										
	042.0 M 2	042,0 H		0.00 MMH/H	26,433622	36,945318	48,546216	0	0	0	0	0	03-09-08	09.03.48										
	063,0 M 2	063.0 M		0.00 MMH/H	27,467587	34,239324	68,604434	0	0	0	0	0	03-03-08	09:31:14										
	084,0 m 3	084,0 ++		0.00 men/m	14,269389	36.857689	60.05217	0	0	) (	0	0	03/09/08	09:45:53										
	105.0 м 2	105.0 н		0.00 MMH/H	26,968118	40,310253	58.803546	0	0	0	0	0	03-03-00	10:00:35										
	126,0 м ?	126.0 H		0.00 men/m	23.092002	39,404716	61,51363	0	0	) (	0	0	03 09 08	10.41.53										
	147,0 м 2	147.0 н		0.00 Miles/H	25,057416	42,600955	65.018979	0	0	0	0	0	03-09-00	10:42:49										
	168,0 m 2	168,0 н		0.00 ++++/++	21,031713	44,74826	55,969785	0	0		0	0	03-09-08	10.52.03										
	189,0 M 2	189,0 H		0,00 Head/H	19,384977	42,790309	50,535273	0	0		0	0	03-09-08	10.54.56										
	210,0 M 2	210,0 M		0,00 MIN/H	10,143979	45,085215	51,114845	0	0		0	0	03-09-08	11:22:22										
	231,0 м 2	231,0 M		0,00 Mars/M	17,901206	46,471719	55,287594	0	0	0	0	0	03-09-08	11:24:20										
	252,0 M 2	252.0 M		0.00 MIN/H	14,94679	46,808568	72,85104	0	0	0	0	0	03-09-08	11:28:54										
	273,0 m 2	273.0 H		0.00 mm/m	16,268346	45.055551	69,789922	0	0		0	0	03-09-08	11:29:49										
	294,0 M 2	234.0 н		0.00 MM/H	12,514012	49,479807	67.223976	0	0	0	00	0	03-03-08	11:33:07										
	315,0 m 2	315,0 M		0.00 men/m	2,653549	51,120314	77,149882	0	0		0	0	03/09/08	11:34:12										
	336,0 м 2	336.0 н		0.00 MMH/H	26,067751	50,744674	82,895652	0	0	0	0	0	03-09-00	11:49:00										
	357,0 м 2	357.0 м		0.00 mars/se	19,857543	51,829046	63,934549	0	0	) (	0	0	03-09-08	11:51:50										
	2378,0 м 2	378.0 н		0.00 MMH/H	15,160090	53,461055	71,840026	0	0	0	0	0	03-09-00	11:53:37										
	:399,0 м 2	399.0 м		0.00 ++++/++	25,240952	50,533094	96,757281	0	0		0	0	03-09-09	11:55:10										
	M20,0 M 2	420,0 H		0,00 Here/H	20,875062	52,238269	79,469694	0	0	) (	0	0	03-09-00	12:04:35										
	441,0 M 2	441.0 H		0.00 MIN/H	17,902558	55,603505	80.341518	0	0	0	0	0	03-09-08	12:07:58										
	462,0 m 2	462,0 M		0.00 MMM/H	27,800401	56,812238	77,562504	0	0	0	0	0	03-09-08	12:11:20										
	483,0 M 2	483.0 H		0.00 MM/H	23,566913	58,889569	79.058177	0	0	0	0	0	03-03-08	12:14:55										
	505,0 m 3	517,0 M		0.00 мани/н	17,195881	57,006237	75,907674	0	0	0	0	0	03-09-08	12:16:01										
	526.0 M 3	538.0 H		0.00 MMH/H	14,655534	57,195836	66,087436	0	0	0	0	0	03-09-08	12:21:25										
F	547.0 m 3	559.0 M		0.00 men/m	24,191843	62,153523	89,209171	0	0	0	0	0	03-09-08	12:23:48										

Рис. 122. Таблица ввода данных для данной скважины

Окно Текущее состояние (Рис. 123).

	_				
основные параметры	ИНКЛИНОМЕТРИЯ		NBM IN IN IN	P. riski	14:53:32
Положение ТБ [н] -0,5					1AL
Вес на крюке (т) 0	315 45	1 CEO 2 10 2 100	18 30 50 70 <sup>1</sup> 58 118 130	24 40 68 80 108	53
Нагрузка на долото Пт1 🛛 🛛	alle alle		15-0914(53:30		1 ///
Входное давление [атм] 78	262° - 🗑				
ДМК (ник/н) 0	No.		16-09 14:53:20		
Mex ckopocib[M/MRH]	225 185 8			••• ••• •••	
CKODOCTЬ CIID [M/CBR]	101		16-0914(53:10		
Вес колонны (т) 0	🖠 يېنانې 💦 کېنې				
Bec KOMITOHOBKK [1] 6,0	🕴 or û 🔳 👌 sor û 👔		16-0914(53:00		
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	- X L X 👔				
Эл.проводимость (1/ом)	SURT 90,7° ADMINT 0° 3		16-0914(52:50		
MOHENT HA DOTODE [KH'M] 0,31	обороты 1000 в пласта 23 💈		16.09.1.4.52.40		
MOMENT HE KNOVE [KHM] 0,19	текпература 0°С				
Representation (r/rm3) 0,85	БУРЕНИЕ - СРЕЛНИЕ		16-09 14 52:30		
Расход на входе (л/сек)	Салкапрузна на делото О				
Расход на выходе (л/сек) 5.0	Og. max wa reporte O		16-09 14 52:20		$\nabla Z$
Обороты ротора Гоб/нин1	ЦИРКУЛЯЦИЯ - СРЕДНИЕ				
Газовый суннатор	Ср.депятне респоре		16-0014.52:10		
	ТЕМПЕРАТУРА				
GK Gd PDX 1 P <sub>DX</sub> P <sub>D10</sub>	0 50 100 150 200		16-00 14.5200		
	ОБЪЕМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ (м3)		16-0014-51-90		
	Vpa6 Vдол V1 V2				+
	36,94 37,38 37,21		16-00 14:51:40		
				•••• •••• ••••	
			16-09 14:51:30		+
	93% 94% 93% 9%		16-0914(51:20		t t t t
			10.001.401.40		
			16-0914(51)10		90500
			16-0914(51:00		4042.0
					1012,0
	ВУРЕНИЕ В ВЕС КОЛОННЫ			90 108 158 280 Ptrojema	BURGLAINED AND DEN
		D 10 20 30 40 50 60 70	506 1.060 1.506 2.060 3.506	D 10 20 30 40 50 50 70 80 90 100	
		Q, Ak	West, offeren	C6sew, %	
		Нарацигание-циркуляция			l l
EPEMR 14:50:32:54 TEI -0.52 Bec Holippokei -0	.04 Давление вк. 78,28 Забой 1012,0 На	азбоент 😡 Нагрузкат 🛄 ДМКТ 🛄 Уст	no: 0.0		li

Рис. 123. Окно Текущее состояние

На панели имеются четыре закладки:

– Закладка Текущие параметры (рис. 124).



Рис. 124. Закладка Текущие параметры

– Закладка Временные параметры (рис. 125).


Рис. 125. Закладка Временные параметры

– Закладка Измеряемые параметры (рис. 126).



Рис. 126. Закладка Измеряемые параметры

– Закладка Расчетные параметры (рис. 127).



Рис. 127. Закладка Расчетные параметры

В Просмотре системного меню находится окно Диаграммы (рис. 128).



Рис. 128. Окно Диаграммы

Окно Диаграмма имеет четыре закладки:



Закладка Зависимости от забоя (рис. 129):

Рис. 129. Закладка Зависимости от забоя

– Закладка Интенсивности (рис. 130).



Рис. 130. Закладка Интенсивности

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Пример контрольного теста знаний студента

Дата: «\_\_\_»\_\_\_\_\_201\_г.

Слушатель: \_\_\_\_\_

(подпись)

(Ф.И.О.)

Время тестирования 15 минут. Предусмотрен хотя бы один правильный вариант ответа. За каждый полностью правильный ответ начисляется 1 балл. Оценка «Отлично» соответствует 8-10 набранным баллам, «хорошо» 6-7 баллам, «удовлетворительно» 4-5 баллам, менее 4 правильных ответов – «неудовлетворительно».

- Укажите функции, которые может выполнять программное обеспечение станции ГТИ:
  - а. визуализация параметров процесса бурения;
  - b. управление процессом бурения;
  - с. хранение базы данных о параметрах бурения;
  - d. сигнализация об аварийной ситуации.
- 2. Укажите правильные формулы погрешностей:
  - а. абсолютная погрешность  $\Delta = X Q_{ucm}$ ;
  - b. относительная погрешность  $\delta_{omn} = \frac{X Q_{ucm}}{|X|} \cdot 100\%;$
  - с. номинальное значение  $\Delta_{HOM} = (X Q_{max}) \cdot 100\%$ ;
  - d. приведенная погрешность  $\gamma_{npub} = \frac{X Q_{ucm}}{Q_{ucm}} \cdot 100\%$ ;
  - e. условная погрешность  $\gamma_{yca} = \frac{X Q_{ucm}}{X_{yca}} \cdot 100\%$ ;
    - где Х измеренное значение измеряемой величины;

Х<sub>усл</sub> – условное значение измеряемой величины;

Q<sub>ист</sub> – истинное значение измеряемой величины;

Q<sub>max</sub> – максимальное значение измеряемой величины.

- Укажите, какие параметры рассчитываются с помощью датчика оборотов лебедки:
  - а. положение талевого блока
  - b. глубина забоя
  - с. детально-механический каротаж
  - d. скорость бурения
  - е. среднее значение скорости СПО
- 4. Укажите возможные места установки датчика давления в нагнетательной линии:
  - а. В линии манифольда рядом со столом ротора
  - b. В линии манифольда рядом с емкостями с буровым раствором
  - с. В линии манифольда в насосной
  - d. В грязевом шланге
  - е. В монтажном шкафу датчика давления
- 5. Укажите обязанности оператора станции ГТИ:
  - а. Контроль параметров бурового раствора;
  - b. Ежесуточное составление отчета о работе станции ГТИ;
  - с. Немедленное информирование супервайзера и бурового мастера о внештатных ситуациях на буровой;
  - d. Оптимизация работы программного обеспечения станции ГТИ;
  - е. Оперативный ремонт оборудования станции ГТИ.
- 6. Укажите, какие технологические задачи, решаются станцией ГТИ:
  - а. оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов
  - b. диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени
  - с. оптимизация процесса углубления скважины

- d. накопление геолого-технологической информации в базе данных для ее дальнейшего использования
- 7. Укажите места установки датчика оборотов ротора:
  - а. Вблизи немагнитных частей ротора
  - b. Над столом ротора вблизи привода
  - с. Рядом с подвижной частью барабана лебедки
  - d. Непосредственно над устьем бурящейся скважины
  - е. Под столом ротора вблизи вращающихся частей привода
- 8. Укажите основные узлы станции ГТИ:
  - а. система отображения данных;
  - b. комплект технологических датчиков;
  - с. модуль сбора данных;
  - d. аппаратное обеспечение рабочих мест пользователей;
- Укажите возможные причины следующей операции: «Резкое снижение давления ПЖ на входе и, возможно, веса на крюке. Подклинки отсутствуют»:
  - а. слом (обрыв) бурового инструмента
  - b. поглощение;
  - с. неисправность датчика давления;
  - d. промыв поршня насоса;
  - 10. Укажите цели ситуационных центров поддержки принятия решений в бурении:
    - а. повышение контроля технологических объектов;
    - b. повышение организационной эффективности производства;
    - с. снижение аварийности на буровых;
    - d. разработка программного обеспечения для бурения.