

# Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин

РД 153-39.0-069-01

Дата введения 2001-03-01

## Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАН коллективом авторов в составе: Лукьянов Э.Е. - руководитель, Акимов Н.В., Антропов В.Ф., Кожевников С.В., Муравьев П.П., Нестерова Т.Н., Сидоренко Е.С.
- 2 ВНЕСЕН Управлением геологоразведочных и геофизических работ Министерства энергетики Российской Федерации.
- 3 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Минэнерго России от 09.02.2001 г. № 39 с 01.03.2001 г.
- 4 СОГЛАСОВАНО с Госгортехнадзором России письмом статс-секретаря-первого заместителя начальника Госгортехнадзора России Иванова Е.А. № 02-35/332 от 26.10.99 г.
- 5 СОГЛАСОВАНО с Министерством природных ресурсов РФ письмом заместителя министра Мазура В.Б. № ВМ-27/5096 от 27.10.99 г.
- 6 ВВЕДЕН впервые.
- 7 В настоящем документе реализованы требования Закона Российской Федерации "О недрах".

## 1 Область применения

Настоящий руководящий документ устанавливает единые правила проведения геолого-технологических исследований на предприятиях топливно-энергетического комплекса, независимо от форм собственности и ведомственного подчинения.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

ГТИ в бурящихся нефтяных и газовых скважинах проводятся в соответствии с "Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах" и с учетом требований "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", "Типовых инструкций по безопасности геофизических работ", "Правил эксплуатации электроустановок" и других действующих нормативных документов.

Настоящая Инструкция определяет цели и задачи службы ГТИ, область применения, организационную структуру, технические требования на подготовку скважин, рекомендуемые к применению комплексы исследований, вопросы техники безопасности при производстве работ.

В Инструкции приводятся основные условия производства работ, критерии оценки качества исследований, требования к оформлению результатов исследований и порядок передачи их Заказчику. Непосредственным Заказчиком у Производителя работ по ГТИ являются недропользователи или операторы, которым недропользователи передают работы по использованию недр (разведочные, добывающие предприятия, имеющие выданную в установленном порядке лицензию на осуществление соответствующих видов деятельности).

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы следующие ссылки на следующие нормативные документы (далее - НД):

- "Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах", М., 1999 г.
- "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", М., 1993 г.
- "Правила эксплуатации электроустановок потребителей", М., "Энергоатомиздат", 1992 г.
- "Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений", М., 1996 г.
- РД 39-0147716-102-87 "Геолого-технологические исследования в процессе бурения", Уфа 1987 г.
- "Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (МУ ГИС-98)", утвержденным Минтопэнерго, Минприроды, РАО Газпром 1998 г.

### 3 Определения

АВПД	- аномально-высокое пластовое давление
АВПоД	- аномально-высокое поровое давление
АК-метод	- акустический метод
АНПД	- аномально-низкое пластовое давление
ВНИИБТ	- всесоюзный научно-исследовательский институт буровой техники
ВНК	- водонефтяной контакт
ГВС	- газовоздушная смесь
ГЗД	- гидравлический забойный двигатель
ГИРС	- геофизические исследования и работы в скважинах
ГНК	- газонефтяной контакт
ГТИ	- геолого-технологические исследования
ГТН	- геолого-технический наряд
ДМК	- детально-механический каротаж
ИК-метод	- индукционный метод
КИП	- контрольно-интерпретационная партия
НД	- нормативный документ
ПЗР	- предварительно-заключительные работы
ПО	- программное обеспечение
РД	- руководящий документ
РТК	- режимно-технологическая карта
СПО	- спуско-подъемные операции
ТВД	- термовакуумная дегазация
УБР	- управление буровых работ
УВГ	- углеводородный газ
УРБ	- управление разведочного бурения
ФЕС	- фильтрационно-емкостные свойства

### 4 Задачи и комплексы ГТИ

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

#### 4.1 Геологические задачи

Оптимизация получения геолого-геофизической информации - выбор и корректировка:

- интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;

- интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС.

Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.

Оперативное выделение пластов-коллекторов.

Определение характера насыщения пластов-коллекторов.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов.

Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов.

Выявление реперных горизонтов.

#### 4.2 Технологические задачи

Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.

Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.

Распознавание и определение продолжительности технологических операций.

Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.

Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.

Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов).

Контроль гидродинамических давлений в скважине.

Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД.

Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.

Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.

Диагностика работы бурового оборудования.

#### 4.3 Планово-экономические задачи

Определение технико-экономических показателей бурения.

Определение баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки).

Подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, рейс, сутки и по скважине в целом.

#### 4.4 Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи

Проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород.

Документирование испытаний новых технико-методических средств и технологий.

#### 4.5 Информационные задачи

Передача по требованию Заказчика геолого-технологической информации по каналам связи.

Сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования.

#### 4.6 Комплексы исследований

4.6.1 Геолого-технологические исследования включают в себя обязательный и дополнительный комплексы. Состав комплексов ГТИ, перечень подлежащих выполнению работ, количество и перечень измеряемых параметров оговариваются Заказчиком при заключении контракта.

Комплексы ГТИ при бурении скважин различного назначения приведены в приложениях А, Б, В (стр. 40, 41, 42).

Применяемые методы исследований и измерения при выполнении комплексов ГТИ для различных категорий скважин приведены в приложении Г, стр. 43.

4.6.2 Объемы обязательного и дополнительного комплексов ГТИ зависят от задач, подлежащих решению, утвержденной проектно-сметной документации на строительство скважины и "Технического задания на проведение ГТИ" (далее - Технического задания), утверждаемого руководством Заказчика и Производителя и являющегося неотъемлемой частью контракта (договора) на проведение ГТИ (Приложение Д, стр. 45).

## 5 Взаимоотношения между Заказчиком и Производителем ГТИ

5.1 Правовое регулирование договорных отношений Заказчика и Производителя, являющихся хозяйствующими субъектами, а также разрешение споров общего и экономического характера между ними осуществляется в соответствии с нормами Гражданского кодекса Российской Федерации.

5.2 При проведении ГТИ необходимо выполнение "Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах" (Москва, 1999).

5.3 Заказчик, имеющий в качестве Производителя ГТИ собственные структурные подразделения, не являющиеся юридическим лицом, регулирует взаимоотношения с ними на основе внутреннего корпоративного "Положения" ("Регламента"), реализующего требования настоящей Инструкции и несет ответственность за выполнение ее требований.

5.4 Разрешение споров между Заказчиком и Производителем, вызванных не обеспечением одной из сторон требований и условий настоящей Инструкции по получению информации о недрах (или продукции при использовании недр), проводится с участием органов управления фондом недр, выдавших лицензию на недропользование.

5.5 ГТИ выполняются по составляемым на основе договора конкретным заявкам Заказчика подразделениями Производителя.

#### 5.6 Основные обязанности и функции Заказчика ГТИ

5.6.1 Заказчик на основании материалов ГТИ осуществляет контроль строительства скважины выполнением требований настоящей Инструкции непосредственно на буровой во время исследований (через своего ответственного представителя или свою супервайзерскую службу), а также путем взаимодействия геологической и технологической служб Заказчика с интерпретационной службой и техническим руководителем Производителя.

5.6.2 Заказчик не может использовать при проводке скважин технологии, исключающие выполнение обязательного комплекса ГТИ либо снижающие их информативность.

5.6.3 Заказчик за 10 дней до начала исследования скважин представляет Производителю "Заявку на проведение ГТИ" (Приложение Е).

5.6.4 Перед началом работ Заказчик согласовывает с Производителем и утверждает индивидуальный проект монтажа датчиков ГТИ на буровой установке или уточняют типовой "Проект установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" (пример приведен в приложении Ж) в соответствии с особенностями Контракта и Технического задания.

Для непосредственного монтажа датчиков Заказчиком привлекается бригада вышкомонтажников или пуско-наладочная вахта в присутствии ответственного представителя службы ГТИ Производителя.

После монтажа датчиков и опрессовки датчиков, работающих под давлением, ответственными представителями Заказчика и Производителя согласно "Техническим условиям на подготовку буровой к проведению геолого-технологических исследований" (Приложение З) подписывается "Акт проверки готовности скважины к проведению ГТИ" (Приложение И).

5.6.5 Обязательства Заказчика перед Производителем в целях обеспечения условий получения наиболее полного объема геолого-геофизической и технологической информации по скважине и оперативное использование ее с целью решения геологических и технологических задач в оптимальные сроки без осложнений скважины согласовываются в Техническом задании.

5.6.6 Заказчик по согласованию с Производителем определяет в Техническом задании перечень информации, необходимой для составления службой Производителя прогнозных геолого-технологических материалов.

5.6.7 Для обеспечения требований Инструкции и Технического задания Заказчик через своих представителей на буровой во время проведения ГТИ обязан:

своевременно предоставлять партии ГТИ необходимую информацию:

- материалы геолого-технологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал, по близлежащему к скважине району;
- об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забойный двигатель, втулки насоса и т.д.);
- об изменении параметров бурового раствора;
- о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях;

- о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы;
- о типе долота, количестве и диаметрах насадок долота;
- а также иную информацию необходимую для решения поставленных задач.

немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству; выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

по требованию оператора производить необходимые манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

расписываться в вахтовом журнале об ознакомлении с рекомендациями оператора станции ГТИ, занесенными в вахтовый журнал в связи с отказом их выполнения;

проводить необходимые тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

5.6.8 По окончании работ на буровой ответственные представители Заказчика на месте работ подписывают "Акт выполнения работ по ГТИ" (Приложение К) и "Сведения о характере выданных рекомендаций" (пример приведен в приложении Л).

5.6.9 При одновременном проведении на буровой различных видов работ Заказчик осуществляет координацию всех работ и обеспечивает отсутствие взаимных помех между Производителями ГИРС.

#### 5.7 Основные требования к выполнению работ по ГТИ

5.7.1 Производитель ГТИ должен выполнять работы по поступающим от Заказчика заявкам в соответствии с:

условиями договора (контракта) с Заказчиком, включая необходимые приложения к нему;

проектной документацией, предоставляемой Заказчиком;

требованиями "Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах" и настоящей Инструкции;

требованиями нормативно-технической документации по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды.

5.7.2 Регистрация данных ГТИ осуществляется в цифровом виде под компьютерным управлением и контролем. Аналоговая регистрация первичных данных не допускается.

5.7.3 ГТИ проводится с помощью аппаратуры и оборудования, допущенных к применению в установленном порядке. Экспериментальные образцы допускаются к применению по согласованию Заказчика и Производителя ГТИ.

5.7.4 Применяемая аппаратура, оборудование и технология должны иметь эксплуатационную документацию.

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

5.7.6 Аппаратура и оборудование, отработавшие установленный ресурс или срок эксплуатации, допускаются к дальнейшей эксплуатации только на основании акта испытаний, проведенных созданной для этих целей комиссией, в котором устанавливается срок повторных испытаний.

5.7.7 К проведению измерений при ГТИ допускается аппаратура, прошедшая метрологическую поверку (калибровку).

5.7.8 Исполнитель ГТИ должен располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ.

5.7.9 Производитель ГТИ должен иметь в составе собственных интерпретационных подразделений возможность контроля качества и объективности получаемых материалов ГТИ.

5.7.10 К работе на станциях ГТИ допускаются лица, прошедшие соответствующее обучение и проверку знаний по основным и совмещаемым профессиям.

5.7.11 Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой (РТК) параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале "Инструктаж на рабочем месте" под роспись всех инструктируемых.

5.7.12 Обо всех случаях предаварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от проектных согласно требованиям настоящей Инструкции и согласованного с Заказчиком Технического задания операторы станции ГТИ должны информировать представителей Заказчика на буровой и членов буровой бригады.

5.7.13 В случае невыполнения членами буровой бригады рекомендаций по предотвращению аварийной ситуации, старший по смене оператор станции ГТИ обязан сделать соответствующую запись в вахтовом журнале буровой бригады и после этого выйти на связь с представителем Заказчика (в случае его отсутствия на скважине).

## 6 Требования к производителю ГТИ

### 6.1 Основные требования по обеспечению качества исследований

6.1.1 Производитель ГТИ должен иметь выданную в установленном порядке лицензию на осуществление этого вида работ.

6.1.2 К проведению работ по ГТИ допускаются лица, имеющие высшее техническое образование или среднее специальное образование.

6.1.3 Работы по ГТИ производятся непрерывно с использованием соответствующего оборудования.

6.1.4 Выполнение обязательного комплекса ГТИ (см. раздел 4.6) и уровень качества получаемого материала контролируется Заказчиком и собственной службой контроля качества Производителя.

### 6.2 Структура службы ГТИ

6.2.1 Служба ГТИ создается в составе предприятий, имеющих лицензию на геофизические работы по изучению земных недр.

Основным производственным звеном этой службы является партия, состоящая из одного и более отрядов. Количество создаваемых партий (отрядов) определяется объемом выполняемых работ.

6.2.2 Если число отрядов в партии достигает 5 (и более), рекомендуется их выделение в экспедицию.

Экспедиция обеспечивает организацию работ, входящих в ее состав партий (отрядов), осуществляет руководство и контроль за их деятельностью.

6.2.3 В составе экспедиции рекомендуются следующие структурные подразделения:

производственные партии (отряды);

ремонтно-эксплуатационный участок;

стационарная лаборатория;

партия обработки и интерпретации материалов ГТИ (КИП).

Ремонтно-эксплуатационный участок обеспечивает ремонт, техническое обслуживание, наладку, метрологические поверки, тарировку и калибровку датчиков, приборов и комплексов, предназначенных для исследования скважин.

Стационарная лаборатория проводит контрольные замеры и дополнительные исследования шлама, проб пластовых флюидов и бурового раствора, доставляемых со скважины, а также анализ проб флюидов, отобранных в результате испытания или опробования пластов.

КИП осуществляет приемку от партий (отрядов) первичных материалов, их обработку и интерпретацию.

### 6.3 Рекомендуемые нормативы численности службы ГТИ

Численный состав структурных подразделений и партии ГТИ, а также квалификационные требования к персоналу определяются согласно МУ ГИС-98.

Согласно МУ ГИС-98 рекомендуемый численный состав производственной одноотрядной партии:

геолого-технологических исследований - 11 человек;

геолого-геохимических исследований - 9 человек;

технологических исследований - 7 человек.

### 6.4 Требования правил техники безопасности и охраны труда

6.4.1 ГТИ должны выполняться с учетом требований "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", "Правил безопасности электроустановок", "Типовых инструкций по безопасности геофизических работ", "Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах" (раздел 26), распоряжений, постановлений органов государственного надзора и других действующих нормативных документов, утвержденных федеральными ведомствами, и согласованных с органами профессиональных союзов работников соответствующих отраслей.; с учетом требований безопасности, предусмотренных эксплуатационной документацией на используемые аппаратуру, оборудование, технологии.

6.4.2 При контроле технологического процесса строительства скважины должны выполняться следующие условия, обеспечивающие своевременное распознавание предаварийных ситуаций и предотвращение выбросов и открытых фонтанов:

обязательная промывка скважины перед подъемом инструмента в течение времени, превышающего расчетное время выхода забойной пачки (величину расчетного "отставания") в 1,5 раза;

предупреждение буровой бригады о факте повышения содержания углеводородных и других газов в газовой смеси, извлеченной из дегазатора принудительного действия.

Подъем инструмента производится с обязательным контролем долива скважины и вычислением притока (поглощения).

Если приток (поглощение) превысит  $0,5 \text{ м}^3$ , необходимо дать рекомендацию на прекращение подъема и восстановление циркуляции до выхода забойной пачки газа.

Все выдаваемые рекомендации фиксируются в "Рабочем журнале по проведению ГТИ" (пример приведен в приложении М).

Буровая бригада предупреждается обо всех случаях выхода контролируемых параметров за пределы заданных коридоров значений (затяжки, посадки, промывы инструмента, поглощения, притоки бурового раствора, подклинки долота и т. п.) с целью своевременного обнаружения отклонения технологического процесса от нормы как за счет осложнения скважины, так и за счет предаварийного состояния бурового инструмента и оборудования.

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

## 7 Технические средства ГТИ

### 7.1 Компьютеризированная станция ГТИ

Компьютеризированная станция ГТИ предназначена для реализации комплексов исследований, указанных в разделе 4.6.

Граничные значения технических характеристик аппаратуры и оборудования станции ГТИ, указанные в данной Инструкции, отражают достигнутый к настоящему времени отечественный и зарубежный технический уровень. Соответствие этим характеристикам обеспечивает наряду с другими факторами решение поставленных перед геолого-технологическими исследованиями задач.

В случае возникновения в ходе проведения ГТИ требований, обусловленных изменением круга решаемых задач или особенностями конкретных геолого-технических условий проводки скважины, возможно применение других, соответствующих им технических средств. Условия проведения работ, комплекс решаемых задач при этом являются предметом соглашения между Заказчиком и Производителем. Применяемые технические средства не должны нарушать требования настоящей Инструкции.

### 7.2 Общее описание станции

7.2.1 Компьютеризированная станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную и аналитическую систему, предназначенную для непрерывного получения геолого-технологической информации на всех этапах строительства скважины.

7.2.2 Источниками информации при реализации ГТИ являются:

геологические материалы, переданные Заказчиком;

образцы горных пород (шлам, керн);

пробы бурового раствора;

циркулирующий буровой раствор;

технологические параметры процесса проводки скважины;

характеристики и состояние элементов бурового оборудования.

7.2.3 В процессе проведения ГТИ выполняются следующие виды работ, измерений и исследований:

эпизодический отбор, подготовка и анализ образцов горных пород шлама (керна - по отдельному заказу);

эпизодический отбор и анализ проб бурового раствора;

непрерывное измерение параметров бурового раствора устанавливаемыми в циркуляционной системе соответствующими датчиками;

извлечение из части циркулирующего бурового раствора углеводородных и неуглеводородных газов путем непрерывной принудительной дегазации;

подача извлеченной ГВС на непрерывный и эпизодический газовые анализы;

непрерывный анализ ГВС на суммарное содержание УВ газов, а также на содержание метана и тяжелых углеводородов (C2 - C6), а по отдельному заказу - на содержание сероводорода, водорода, кислорода, углекислого газа, паров воды и т. п.;

циклический (с периодом не более 3-х минут) покомпонентный газовый анализ на метан, этан, пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан с помощью хроматографа;

циклический (с периодом 20 - 40 секунд) покомпонентный газовый анализ на C1 - C6 и неуглеводородные газы (азот, кислород, углекислый газ, сероводород, водород, пары воды, гелий, аргон) с помощью масс-спектрометра по отдельному заказу;

автоматическое измерение технологических параметров процесса бурения устанавливаемыми на буровом оборудовании соответствующими датчиками;

автоматическая регистрация результатов измерений и обработка информации с помощью компьютеров;

визуализация получаемой информации на мониторах компьютеров в станции ГТИ, на пульте бурильщика, на компьютерах бурового мастера и супервайзера;

интерпретация полученной технологической и геолого-геохимической информации;

представление информации Заказчику на согласованных типах носителей, включая бумажный.

7.2.4 Для выполнения перечисленных измерений и исследований станция ГТИ комплектуется соответствующим оборудованием и аппаратурой.

### 7.3 Аппаратура и оборудование для геологических исследований

#### 7.3.1 Общие требования

Аппаратура и оборудование должны обеспечивать проведение отбора шлама, подготовку к исследованиям, изучение образцов шлама и керна визуально-инструментальными методами с целью определения литологических характеристик и обнаружения признаков углеводородов.

Состав оборудования:

7.3.2 Устройство для отбора шлама (лоток), помещаемое в открытую часть желоба. Размеры: 350200200 мм с отверстиями диаметром 3 мм, расположенными через 30 мм друг от друга. На бортах устройства для отбора шлама имеются проушины для крепления устройства к желобу.

7.3.3 Термовакuumный дегазатор для полного извлечения из шлама, керна и бурового раствора свободного и растворенного газа:

время дегазации пробы шлама, керна или раствора: не более 15 мин;

объем пробы - до 250 см<sup>3</sup>;

степень извлечения газа - не менее 90%.

#### 7.3.4 Биноклярный микроскоп:

100-кратное увеличение;

регулируемая интенсивность освещения;

регулируемый и фокусируемый дополнительный свет для наблюдений образцов.

#### 7.3.5 Аналитические весы

Тип - электронные.

Диапазон измерений не менее 0 - 200 г.

Погрешность: не более  $\pm 5$  мг.

#### 7.3.6 Карбонатомер

Единица измерения - %.

Диапазон измерений - 0 - 100% объем.

Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$  объем.

Представление данных - в виде кривой давления CO<sub>2</sub> с записью на диаграммной ленте, цифровом индикаторе или в виде цифровой регистрации на компьютере.

#### 7.3.7 Сита для фракционного анализа шлама (как минимум два набора)

Размеры ячеек (мм): 0,063; 0,125; 0,250; 1,00; 2,00; 5,00.

#### 7.3.8 Устройство для сушки с терморегулятором

Должна обеспечиваться сушка не менее 4 образцов шлама одновременно.

#### 7.3.9 Ультрафиолетовый осветитель для качественного изучения образцов шлама в широком диапазоне УФ-излучения.

Тип - УФ лампа с длиной волн от 300 до 365 нм.

#### 7.3.10 Аппаратура для капельно-хроматографического люминесцентно-битуминологического анализа.

Тип УФ лампы - ртутно-вольфрамовая (кварцевая) с длиной волны 365 нм.

#### 7.3.11 Аппаратура количественного определения нефтенасыщенности горных пород методом инфракрасной спектроскопии (определение растворимых углеводородов).

Тип - ОНИКС-ГП1 (определитель нефтенасыщенности ИК-спектро-метрический для горных пород).

Единица измерения - мг/дм<sup>3</sup>.

Диапазон измерений - 0,0 - 999,9 мг/дм<sup>3</sup>.

Предел основной абсолютной погрешности измерения -  $\pm(1,0+0,03C)$  мг/дм<sup>3</sup>,

где C - текущее значение измеряемой концентрации.

#### 7.4 Оборудование (датчики) для автоматического измерения параметров бурения

Каждый датчик должен обеспечивать измерение соответствующего параметра с указанной точностью и иметь на выходе цифровой или стандартный аналоговый сигнал.

Используются следующие датчики:

##### 7.4.1 Датчик положения талевого блока (глубиномер)

Используется для определения: положения тальблока относительно стола ротора, положения долота в скважине относительно забоя, глубины скважины, механической скорости проходки скважины, скорости спуско-подъемных операций.

Методы измерения:

основной - измерение углового перемещения вала барабана буровой лебедки.

Используемый датчик: угловой преобразователь положения вала лебедки в дискретные сигналы импульсов глубины. Требуется коррекция вычисляемого параметра на изменение диаметра барабана лебедки при смотке (намотке) троса.

дополнительный - измерение скорости вращения тихоходного ролика кронблока (второго от неподвижного ролика ветви "мертвого" конца талевого системы).

Используемый датчик: угловой преобразователь положения ролика кронблока в дискретные сигналы импульсов глубины или в непрерывную фазовую последовательность. Коррекция не требуется.

Единица измерения - м.

Диапазон измерений положения тальблока относительно стола ротора - 0 - 50 м.

Погрешность - не хуже 0,01 м.

Разрешение - не хуже 0,01 м.

##### 7.4.2 Датчик веса на крюке

Используется для определения "кажущейся" нагрузки на долото.

Методы измерения:

основной - вес на крюке определяется путем измерения натяжения неподвижного ("мертвого") конца талевого системы.

Используемый датчик: тензометрический датчик веса инструмента, подвешиваемый на канат неподвижного конца талевого системы.

Единица измерений - тс.

Диапазон измерений - 0 - 600 тс (устанавливается в зависимости от грузоподъемности буровой установки, и оснастки талевого системы: 0 - 600 тс; 0 - 400 тс; 0 - 250 тс; 0 - 200 тс; 0 - 160 тс; 0 - 100 тс; 0 - 75 тс).

Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ .

Разрешение - не хуже 0,1 тс.

дополнительный - вес на крюке определяется по углу поворота первого (неподвижного) ролика кронблока, связанного с неподвижным концом талевого системы за счет растяжения неподвижной ветви талевого системы, на угол до 30 - 40°.

Используемый датчик: датчик угла поворота с прижимным роликом, за счет которого угол поворота непосредственно датчика увеличивается до 300 - 330°. Установка датчика веса на кронблоке целесообразна только при установке на кронблоке датчика глубины.

Допускается измерение веса на крюке методом измерения давления масла (жидкости) в системе гидравлического индикатора веса (ГИВ) инструмента по согласованию с Заказчиком.

Примечание - В некоторых случаях целесообразна установка двух датчиков веса (второй - с большей разрешающей способностью) для более достоверной оценки величины нагрузки на долото.

#### 7.4.3 Датчик давления бурового раствора в нагнетательной линии

Измерения давления бурового раствора в нагнетательной линии (независимо от собственной системы измерения давления на буровой установке).

Единица измерения - МПа.

Диапазон измерений - 0-25, 0-40 МПа.

Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ .

Разрешение - не хуже 0,1 МПа.

7.4.4 Датчик давления бурового раствора в обсадной колонне (затрубное давление)

Измеряется давление в колонне при закрытом превенторе.

Единица измерения - МПа.

Диапазон измерений - 0 - 100 МПа.

Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ .

Разрешение - 0,25 МПа.

7.4.5 Счетчик ходов насоса

Измерение числа ходов в минуту для каждого насоса и получение входных данных для расчета производительности насоса.

Единица измерения - ход/мин.

Диапазон измерений - 0 - 200 ход/мин.

Погрешность - не хуже  $\pm 1\%$ .

Разрешение - 1 ход/мин.

7.4.6 Датчик расхода бурового раствора на входе

Измерение объемного расхода бурового раствора нагнетаемого в скважине.

Методы измерения:

основной - измерение расхода ультразвуковым накладным расходомером в нагнетательной линии высокого давления (без врезки).

Единица измерения - л/с.

Диапазон измерений - 0 - 60 л/с.

Погрешность - не хуже  $\pm 2,5\%$ .

Разрешение - 1 л/с.

дополнительный - электромагнитный расходомер в нагнетательной линии или во всасывающих линиях насоса (для электропроводящих растворов).

7.4.7 Датчик расхода бурового раствора на выходе (индикатор)

Методы измерения:

основной - расходомер-уровнемер поплавкового типа с регистрацией угла поворота оси подвеса. Устанавливается в выкидной линии (желобе) на выходе из скважины.

Единица измерения - %.

Диапазон измерений - 0 - 100%.

Данный тип расходомера калибруется от расхода на входе.

дополнительный - ультразвуковой накладной расходомер на разъемном устье или на заполненном участке выкидной трубы.

7.4.8 Датчик уровня бурового раствора

Используется для расчета объема раствора в каждой емкости и суммарного объема в емкостях.

Непрерывно измеряются уровни:

в рабочих емкостях (от 2 до 6);

в доливочной емкости;

в емкости под вибростомом.

Принципы измерения:

по перемещению поплавка;

дифманометрический;

ультразвуковой.

Единица измерения - м.

Диапазоны измерения - 0 - 2,0 м; 0 - 5,0 м.

Погрешность - не хуже  $\pm 1,0\%$ .

Разрешение - не хуже 0,01 м.

Примечание - Для повышения достоверности измерений при проводке скважин в сложных условиях возможна установка дублирующих уровнемеров с разными принципами измерения.

7.4.9 Датчик плотности бурового раствора на входе в скважину

Метод измерения - в приемной емкости вблизи всасывающих патрубков и в нагнетательной линии насосов.

Единица измерения - г/см<sup>3</sup>.

Диапазон измерений - 0,8 - 2,5 г/см<sup>3</sup>.

Погрешность -  $\pm 1\%$ .

Разрешение - 0,01 г/см<sup>3</sup>.

Принципы измерения в приемной емкости:

дифманометрический;

вибрационный;

весовой.

Принцип измерения в нагнетательной линии - радиоактивный (гамма-плотномер).

7.4.10 Датчик плотности бурового раствора на выходе из скважины

Метод измерения - в выходящем потоке до контакта с атмосферой и в желобе до вибростомом.

Единица измерения - г/см<sup>3</sup>.



Диапазон измерений - 0,8 - 2,5 г/см<sup>3</sup>.

Погрешность -  $\pm 1\%$ .

Разрешение - 0,01 г/см<sup>3</sup>

Принципы измерения в выходящем потоке до контакта с атмосферой:

дифманометрический;

радиоактивный.

Принципы измерения в желобе:

дифманометрический;

вибрационный;

весовой.

Примечание - Измерение плотности бурового раствора как на входе в скважину, так и на выходе из нее рекомендуется производить путем отбора части раствора (0,2 - 0,5 л/с) специальными насосами и определения плотности гидростатическим методом на базе 0,5 - 1,0 м.

#### 7.4.11 Датчик температуры бурового раствора

Температура бурового раствора измеряется на входе в скважину в приемных емкостях буровых насосов и на выходе из скважины на участке выкидной трубы (желоба) от устья до выбросита.

Единица измерения - °С.

Диапазон измерений - 0 - 100 °С.

Погрешность измерений - не хуже  $\pm 1\%$ .

Разрешение - 0,2 °С.

Постоянная времени: на входе - до 15с;

на выходе - до 2 с.

#### 7.4.12 Датчик скорости вращения ротора (при роторном бурении)

Методы измерения:

измерение скорости вращения элементов трансмиссии привода ротора;

измерение скорости вращения ведущей трубы ("квадрата").

Единица измерения - об/мин.

Диапазон измерений - 0 - 350 об/мин.

Погрешность измерений - не хуже  $\pm 1$  об/мин.

Разрешение - 1 об/мин.

Принципы измерения:

тахометрический;

оптический.

#### 7.4.13 Датчик вращающего момента на роторе (при роторном бурении)

Методы измерения:

усилие, передаваемое ротором подроторному основанию (для буровых с дизельным приводом);

сила тока приводного электродвигателя (для буровых установок с электроприводом).

Единица измерения - тс·м.

Диапазон измерений - 0 - 5,0 тс·м.

Погрешность измерений - не хуже  $\pm 2,5\%$ .

Разрешение - 0,2 тс·м.

Принципы измерения:

датчик давления или тензодатчик для измерения натяжения приводной цепи;

эффект Холла для измерения величины тока.

#### 7.4.14 Датчик положения клиньев

Метод измерения - косвенный, по изменению давления в воздушной магистрали, управляющей приводом клиньев.

Диапазон измерений - 0 - 10 атм.

#### 7.4.15 Датчик электропроводности бурового раствора на входе и выходе скважины

Единица измерения - Ом·м.

Диапазон измерений - 0 - 10 Ом·м.

Погрешность измерений - не хуже  $\pm 2,5\%$ .

Разрешение - 0,1 Ом·м.

#### 7.4.16 Датчик объемного газа о содержания раствора (индикатор)

Измерение содержания любого свободного газа (включая воздух) в буровом растворе, выходящем из скважины.

Метод измерения - акустический, принцип действия - поглощение ультразвука между излучателем и приемником, погруженными в буровой раствор.

Единица измерения - % объемные.

Диапазон измерений - 0 - 20% объемн.

Разрешение - 0,1 % объемн.

### 7.5 Аппаратура и оборудование для газового анализа бурового раствора, керна и шлама

#### 7.5.1 Общие требования

Газоаналитическая аппаратура и оборудование должны обеспечивать:

непрерывную дегазацию части бурового раствора;

транспортировку ГВС в станцию ГТИ для дальнейшего анализа;

непрерывное определение содержания в выделенной ГВС метана, тяжелых углеводородов (C<sub>2</sub> - C<sub>6</sub>) и суммы углеводородов;

циклическое (с периодом не более 3 мин) покомпонентное определение углеводородов изомерами;

C1 - C5 с

эпизодическое (по мере отбора проб) определение удельного (на единицу объема) газосодержания углеводородных газов в образцах шлама, керна и бурового раствора после их термовакуумной дегазации. Дополнительно могут измеряться концентрации азота, кислорода, углекислого газа, водорода, сероводорода, гелия, аргона, паров воды.

Обязательным является наличие следующей аппаратуры:

дегазатор непрерывного действия;  
система транспортировки и очистки газовой смеси;  
суммарный газоанализатор для определения содержания горючих газов;  
покомпонентный газоанализатор циклического действия (хроматограф или масс-спектрометр);  
термовакуумный дегазатор эпизодического действия для полного извлечения газовой смеси из раствора, шлама и керна.

При этом должны выделяться следующие три вида однофункциональных систем, каждая из которых в отдельности характеризуется своими показателями назначения, определяемыми решаемыми с помощью этих систем основными задачами:

1) Система обнаружения суммарного содержания горючих газов в буровом растворе, выходящем из скважины, состоящая из дегазатора непрерывного действия, транспортирующей линии, суммарного газоанализатора и вакуумного насоса.

Решаемые с помощью системы задачи:

обнаружение выхода аномальной по газосодержанию пачки бурового раствора на устье скважины;  
оценка величины газосодержания горючих газов в буровом растворе.

Основные показатели назначения системы:

время реакции системы на аномальное более чем в два раза увеличение газонасыщенности раствора (постоянная времени) - не более 5 мин;

разрешающая способность по удельной газонасыщенности раствора - не более 0,02 см<sup>3</sup>/л.

2) Система циклического анализа покомпонентного состава газа.

Оборудование для циклического анализа газа, состоящее из дегазатора, транспортирующей линии, вакуумного насоса и компонентного газоанализатора с постоянным циклом анализа. Решаемые задачи:

выделение перспективных на нефть и газ объектов;

поинтервальная оценка характера насыщения вскрываемого при бурении разреза.

Основным требованием, предъявляемым к системе, является обеспечение выделения газовой аномалии, обусловленной поступлением газа за счет разбуривания продуктивного нефтяного или газового объекта, величина которой превышает уровень фоновой газонасыщенности не менее, чем в 2 раза.

Показатели назначения для этой системы определяются комплексным соотношением следующих параметров: скоростью проходки, диаметром скважины, расходом бурового раствора, величиной фоновой газонасыщенности, величиной газового фактора, пластовым давлением, дифференциальным давлением и рядом других факторов. Конкретные критерии и методики их определения рассматриваются в "Методическом руководстве по проведению геолого-технологических исследований".

3) Система анализа удельного газосодержания эпизодически отбираемых проб бурового раствора и шлама.

Оборудование для эпизодического анализа проб бурового раствора, шлама и керна состоит из термовакуумного дегазатора эпизодического действия и покомпонентного газоанализатора для анализа проб полученной газовой смеси (хроматограф или масс-спектрометр).

Решаемые задачи:

оценка характера насыщения разреза по данным исследования шлама;

калибровка непрерывно работающего дегазатора для определения степени его дегазации. Основные требования:

степень извлечения газовой смеси из бурового раствора, керна и шлама - не менее 90%;

время дегазации пробы раствора, керна или шлама - не более 15 минут;

общее время анализа после отбора пробы - не более 30 минут.

#### 7.5.2 Требования к аппаратуре и оборудованию, применяемому для газового анализа

##### 7.5.2.1 Дегазатор для непрерывной дегазации бурового раствора

Дегазация осуществляется путем непрерывного извлечения газовой смеси из части потока бурового раствора на выходе из скважины.

Основными требованиями к дегазатору являются: постоянство степени дегазации (коэффициента дегазации) по всем углеводородным компонентам, насыщающим буровой раствор и высокие значения (не менее 30% по отношению к ТВД) степени дегазации.

Тип дегазатора:

основной - вихревой с прокачиванием части бурового раствора насосом через дегазатор с обеспечением постоянного расхода (не менее 0,2 л/с). Степень дегазации газа из раствора не менее 70% (по отношению к ТВД).

дополнительный - с принудительной дегазацией за счет использования дробления потока шнековыми и лопастными устройствами центробежного типа (как вариант - стандартизированный за рубежом азрационный дегазатор).

##### 7.5.2.2 Пневматическая линия для транспортировки газовой смеси Основные характеристики:

Материал - с низкой сорбирующей способностью к тяжелым углеводородным компонентам (рекомендуется - фторопласт и другие несорбирующие пластмассы, нержавеющая сталь; применение полиэтилена запрещается).

При температуре окружающей среды ниже +5 С рекомендуется применение обогреваемой пневмолинии, при этом ее температура не должна быть ниже температуры выходящего из скважины бурового раствора.

#### 7.5.2.3 Суммарный газоанализатор

Измерение метана, тяжелых углеводородов (Т.У.) и суммарной концентрации углеводородных газов в газовой смеси, извлеченной путем непрерывной дегазации из бурового раствора.

Единица измерения - % объемные.

Диапазон:

0,01 - 100% объемных по метану;

0,01 - 20% объемных по Т.У.;

Погрешность - не хуже 5% относительных.

Принцип измерения - инфракрасный абсорбционный метод.

Примечания:

1 В порядке исключения на срок не более года с момента ввода в действие настоящей Инструкции допускается применение суммарного газоанализатора с детектором термодаталитического сжигания горючих газов (пелисторного типа), имеющего низкий верхний предел измерения (до 5% объемн.) и различную чувствительность к углеводородам.

2 Применение детекторов по теплопроводности в суммарных газоанализаторах запрещается.

3 Рекомендуется осуществлять переход на комбинированную газоаналитическую систему (КГС), позволяющую определять наряду с углеводородными и другие газы (водород, кислород, углекислый газ, пары воды и т. д.).

#### 7.5.2.4 Покомпонентный газоанализатор

Циклическое измерение концентрации углеводородных газов с изомерами.

Диапазон измерений: 0,005% - 20% объемных;

Разрешение: 0,003 объемных %.

Погрешность - не хуже  $\pm 5\%$  относительных.

Минимально обнаруживаемые соотношения компонентов:

C1/C2 - 100;

C1/C3 - 150.

Время цикла измерения (не более):

3 мин для измерения C1 - C5;

1,5 мин для измерения C1 - C3.

Принцип измерения - хроматографический.

Примечание - В случае проведения геолого-технологических исследований в условиях, требующих более быстрого цикла анализа, а также определения неуглеводородных газов, рекомендуется применение масс-спектрометра с циклом анализа не более 20 - 30 с.

#### 7.6 Оборудование общего назначения

К оборудованию общего назначения относятся:

инструменты и технические средства, необходимые для техобслуживания станции и осуществления производственных операций;

система подогрева воды для работы со шламом;

система связи с постом бурильщика;

кресла операторов, шкафы, диваны, ящики, полки и т. п.;

вспомогательные технические средства, предназначенные для осуществления суммарного и покомпонентного анализа газа: вакуумный насос, воздушный компрессор, устройство для очистки воздуха и т. п.;

технические средства, необходимые для калибровки измерительных приборов: калибровочная газовая смесь в баллонах, баллоны с метаном, задатчики давления (на диапазоны 0-0,1 МПа и 0-40 МПа), эталонные жидкости (с диапазоном плотностей от 0,8 до 1,3 г/см<sup>3</sup>);

печь СВЧ;

вытяжной шкаф.

#### 7.7 Компьютеризированный аппаратно-программный комплекс станции ГТИ

Аппаратно-программный комплекс станции ГТИ предназначен для регистрации и визуализации измеряемых параметров, обработки, накопления и интерпретации данных, сетевого обмена данными между компьютерами в станции и передачи требуемой информации удаленным пользователям. Компьютерное оборудование должно обеспечивать возможность непрерывной регистрации и визуализации измеряемых параметров при заданной частоте опроса датчиков и заданной частоте регистрации в режиме реального времени проводки скважины.

Компьютерное оборудование должно обеспечивать выполнение программ по интерпретации данных ГТИ.

Эксплуатационные характеристики компьютерного оборудования (надежность, виброустойчивость, помехозащищенность, температуроустойчивость, устойчивость к агрессивным средам) должны соответствовать условиям работы на скважине, где установлена станция.

В состав станции ГТИ должна входить система бесперебойного питания, обеспечивающая автономное питание аппаратного комплекса в течение времени не менее 0,5 часа.

Компьютерное оборудование должно проходить периодическое тестирование на соответствие требуемым техническим характеристикам, изменяющимся в процессе эксплуатации.

Места работы операторов должны быть оборудованы в соответствии с действующими санитарно-гигиеническими нормами, определяющими требования к эксплуатации компьютеризированных рабочих мест.

#### 7.8 Программное обеспечение ГТИ

### 7.8.1 Общие требования

Программное обеспечение (ПО) станции ГТИ предназначено для выполнения задач сбора, регистрации, визуализации, обработки, интерпретации и передачи геолого-технологической информации.

ПО станции ГТИ должно функционировать под управлением многозадачной операционной системы.

Задачи сбора, регистрации, визуализации и обработки информации должны решаться в реальном времени проводки скважины.

7.8.2 Программное обеспечение сбора, регистрации, визуализации и обработки информации в режиме реального времени (в дальнейшем - ПО режима реального времени)

В реальном времени должен быть обеспечен непрерывный опрос датчиков технологических параметров с периодичностью не более 1 с для быстроизменяющихся параметров (положение тальблока, вес на крюке, крутящий момент на роторе, давление нагнетания, обороты ротора) и не более 5 с для остальных параметров.

ПО режима реального времени должно обеспечивать следующие возможности работы:

автоматическая настройка системы сбора на соответствующие каналы измерения и типы датчиков;

калибровка измерительных каналов и датчиков;

автоматическое тестирование и индикация неисправностей узлов системы;

настройка системы для распознавания текущих операций и аварийной сигнализации;

настройка частоты опроса датчиков;

настройка частоты регистрации данных по времени;

настройка частоты регистрации (шага каротажа) данных по глубине в диапазоне от 0,1 до 1 м.

ручной ввод и хранение данных по скважине, буровому оборудованию, инструменту, применяемым долотам;

прием информации от датчиков, усреднение, масштабирование, фильтрация данных;

вычисление обязательных параметров:

- глубина скважины;

- положение долота относительно забоя;

- положение тальблока;

- скорость перемещения инструмента;

- теоретический вес инструмента;

- "кажущаяся" нагрузка на долото;

- объемы раствора в емкостях;

- скорость бурения по времени;

- скорость или продолжительность бурения (ДМК) по глубине;

- расход бурового раствора по числу ходов насоса;

- время "отставания" параметров бурового раствора;

- глубина скважины с учетом отставания;

- баланс долива/вытеснения при СПО.

формирование массивов исходных данных и вычисляемых данных с привязкой к календарному времени;

регистрацию данных по времени, по глубине и глубине "с отставанием";

дублирование регистрируемых данных на автономном носителе;

контроль выхода данных за аварийные (установленные) пределы;

автоматическое распознавание технологических операций "Бурение", "Промывка", "Нарращивание", "Спуск", "Подъем".

ПО режима реального времени должно обеспечивать визуализацию данных на мониторах с выполнением следующих функций:

автономная настройка экрана с любого пользовательского компьютера в сети;

возможность просмотра данных в графическом и цифровом виде;

режим "Наблюдение" - отображение данных реального времени и режим "Ретро" - просмотр ранее зарегистрированных данных;

возможность выбора для просмотра любого набора регистрируемых данных;

возможность вывода данных по времени, глубине и глубине "с отставанием";

возможность изменения интервалов времени или глубины, видимых на экране (для времени - от 5 минут до 2 часов, для глубины - от 1 до 2000 метров);

возможность редактирования масштабов представления данных;

возможность просмотра в графическом виде данных представленных в LAS-формате;

возможность изменения ориентации диаграмм (изменение координатных осей);

возможность редактирования и сохранения экранных форм - шаблонов.

ПО режима реального времени должно обеспечивать защиту регистрируемой информации от несанкционированного доступа.

### 7.8.3 Программное обеспечение обработки и интерпретации данных ГТИ

ПО для решения геологических задач должно обеспечивать ввод, вычисление, анализ, формирование, представление и хранение следующих данных:

плановый или прогнозный стратиграфический и литологический разрез скважины с указанием ожидаемых продуктивных коллекторов;

шламограмма (процентное содержание различных пород (минеральных групп) в образце шлама);

фракционный состав шлама;

физические и химические характеристики пород (твердость, плотность, пористость, газосодержание, карбонатность, водородный показатель, содержание жидких УВ, содержание битумоидов и т. д.);

данные о фактическом литологическом составе пород разреза по анализу образцов шлама и керна;

макро- и микроописание пород;

описание пластов и реперов в разрезе скважины с указанием фактического характера насыщения;  
уточнение границ литологических разностей по данным скорости проходки;  
расчет приведенных газопоказаний;  
выделение пластов-коллекторов по данным технологических измерений и газового каротажа;  
расчет флюидных коэффициентов;  
определение характера насыщения пластов-коллекторов.  
ПО для решения технологических задач должно обеспечивать следующее:  
расчет рейсовой скорости и стоимости метра проходки;  
расчет обобщенных показателей буримости;  
оптимизацию режимных параметров бурения;  
оптимизацию времени работы долота для его смены;  
анализ отработки долот, выбор наиболее рационального типа долота;  
расчет гидростатического давления в скважине;  
расчет гидродинамических потерь в циркуляционной системе (трубы, забойный двигатель, долото, кольцевое пространство);  
расчет гидродинамических давлений при проведении спуско-подъемных операций и их сравнение с данными гидроразрыва;  
расчет  $d$ -экспоненты или другого адекватного показателя нормализованной скорости проходки ( $c$ -экспоненты);  
выделение зон АВПоД и АВПД в разрезе;  
расчет пластовых давлений, коррекция на фактические замеры и сравнение с ожидаемыми;  
прогноз давлений "вперед забоя";  
контроль траектории ствола скважины (расчет координат забоя по данным инклинометрических замеров).  
ПО общего назначения должно обеспечивать следующее:  
просмотр в графическом виде всех зарегистрированных и расчетных данных (геологические, геохимические, технологические), включая данные ГИС, представленные в LAS-формате;  
возможность редактирования данных (сдвиг, интерполяция, сглаживание, фильтрация);  
выполнение произвольных вычислений над данными;  
конвертирование данных, полученных в масштабе глубины, в LAS-формат.  
ПО регистрации данных на бумажном носителе должно обеспечивать следующее:  
формирование и печать диаграмм зарегистрированных данных в функции времени;  
формирование и печать диаграмм зарегистрированных данных в функции глубины и глубины "с отставанием";  
формирование и печать данных анализа шлама и выходной литологической колонки;  
возможность вывода на печать диаграмм, представленных в LAS-формате;  
возможность вывода данных по глубине в масштабах 1:200, 1:500 и любых других по требованию Заказчика;  
возможность вывода данных в функции времени в масштабах от 60 до 600 мм/час (по согласованию с Заказчиком);  
формирование и печать отчетов установленной формы;  
формирование и печать в табличной форме любого набора регистрируемых данных за любой интервал времени или глубины;  
вывод сформированных диаграмм и отчетов на различные типы принтеров (черно-белые, цветные, широкие, узкие, матричные, струйные, лазерные);  
возможность постраничной и рулонной печати.

#### 7.8.4 Программное обеспечение передачи данных ГТИ по каналам связи

Программное обеспечение передачи данных ГТИ по каналам связи должно обеспечивать передачу информации ГТИ или доступ к данным ГТИ удаленного пользователя Заказчика. Система связи предоставляется Заказчиком. По требованию Заказчика данные ГТИ могут быть представлены в режиме реального времени или в виде пакетов за заданный интервал времени или глубины. Требования Заказчика к характеру, объему, периодичности передаваемых данных согласуются с Производителем на стадии составления Технического задания. Защиту информации при передаче по каналам связи обеспечивает Заказчик.

## 8 Правила производства работ

### 8.1 Общие правила

В данном разделе излагаются только общие правила производства ГТИ. Методы проведения исследований и алгоритмы, реализуемые в программном обеспечении в данной Инструкции не рассматриваются и будут изложены в "Методическом руководстве по проведению геолого-технологических исследований".

Частота опроса датчиков и частота регистрации информации определяется физическим принципом измерения и требованиями, предъявленными Заказчиком к конкретному измеряемому параметру.

Рекомендуется использование цифровых датчиков и систем сбора, в которых на базе микропроцессорной схемотехники производится осреднение, фильтрация, вычисление производных параметров и другие необходимые операции, обеспечивающие подготовку передачи данных на верхний уровень визуализации и обработки без потери основной первичной информации. Постоянные интегрирования должны подбираться на месте производства работ в зависимости от уровня помех, отрицательно влияющих на данное измерение, с тем чтобы полученные сигналы результатов измерений при минимальном уровне помех были достаточно мощными и дифференцированными. Это положение особенно касается измерений, которые могут носить флуктуационный характер: вращающий момент на роторе, расходы, вес на крюке, плотность на выходе.

Ниже даются рекомендации по унификации монтажа датчиков компьютеризированной станции геолого-технологических исследований на основных типах буровых установок, применяемых для бурения разведочных и эксплуатационных (в т. ч. и горизонтальных) скважин.

Рекомендации могут быть расширены и видоизменены как при увеличении количества применяемых датчиков, так и при их модернизации и усовершенствовании.

### 8.2 Рекомендации по установке и калибровке датчиков, меры предосторожности

Правила монтажа и места установки датчиков указываются в "Проекте установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" (Приложение Ж), согласованном и утвержденном Заказчиком.

#### 8.2.1 Датчик веса на крюке

Установка датчика веса производится персоналом партии ГТИ по согласованию с буровой бригадой. Датчик крепится на неподвижном конце талевого каната выше механизма крепления каната на расстоянии 0,5 - 1,5 м при разгруженной талевой системе. На талевом канате ниже датчика веса должно быть установлено приспособление ("жимок"), препятствующее сползанию датчика веса вниз по канату.

Установка датчика давления с электрическим выходом в измерительную гидравлическую магистраль гидравлического индикатора веса (ГИВ) должна осуществляться таким образом, чтобы не вносить помех в измерение.

Калибровка датчика веса осуществляется на разрывной машине:

при изготовлении датчика веса;

с периодичностью не реже 1 раза в 6 месяцев.

На буровой установке проверка достоверности измерений осуществляется при монтаже и периодически не реже чем 1 раз в долбление в соответствии с показаниями ГИВ и по отношению к расчетному весу бурового инструмента, подвешенного на крюке и находящегося в вертикальной части скважины, заполненной буровым раствором.

Минимальное значение проверяется по отношению к весу вертлюга - ведущей буровой штанги (квадрата). Паспортное значение указанного веса должно запрашиваться у бурового подрядчика (буровой бригады).

#### 8.2.2 Датчик давления закачки и затрубного давления

Датчики давления бурового раствора на входе в скважину и на линии превентора (затрубное давление) монтируются в специальный стандартный стакан, сваренный на стояке манифольда (или в напорную линию между двумя насосами) и в выкидную линию превентора. Монтаж датчиков осуществляется при отсутствии давления в магистралях.

Датчики давления должны иметь средоразделитель, заполненный маслом или кремнеорганической жидкостью, не замерзающими при температуре до - 55 - 60 С и легкоъемное крепление "вилкой".

Установка датчика давления на стояке манифольда буровой установки предпочтительнее из-за меньшего уровня вибраций, гасящихся после резинометаллического участка манифольда между насосами и стояком. Вваривание и опрессовка сваренных стаканов для установки датчиков высокого давления производится Заказчиком. Факт опрессовки оформляется соответствующим актом. Разрешается по согласованию с Заказчиком подключение датчиков давления к соответствующей линии манометров буровой установки.

Калибровка датчиков высокого давления производится с помощью полевого датчика давления (0 - 40 МПа), оснащенного образцовым манометром на 0 - 40 МПа.

#### 8.2.3 Датчик положения талевого блока (глубиномер) и датчик положения клиньев

Датчик положения талевого блока монтируется на валу буровой лебедки или на валу жестко связанного с ним глубиномера. При этом вместо стандартного вертлюжка для подачи воздуха ставится устройство, на котором установлена шестерня. Вторая шестерня устанавливается на валу датчика глубины, размещенного на площадке, которая в свою очередь устанавливается на монтажную площадку, приваренную к основанию моноблока лебедки. Шестерни охватываются зубчатой ременной передачей, включающей проскальзывание. Основным требованием к монтажной площадке является ее горизонтальность и соосность шестерен при установке на площадку датчика глубин.

Глубиномер с магнитными головками устанавливается либо как описано выше, под вертлюжок, либо непосредственно на вал лебедки. При установке диска с магнитами необходимо укрепить на кожухе лебедки штанги со считывающими датчиками. Монтаж датчика глубины производится персоналом партии ГТИ по согласованию с буровой бригадой с обязательной остановкой буровой лебедки.

Датчик положения клиньев представляет собой датчик, измеряющий давление в воздушной магистрали управления приводом клиньев. Датчик монтируется в разрыве пневмошланга, идущего к цилиндру привода

клиньев и используемого для освобождения клиньев, и обжимается двумя хомутами. Монтаж датчика производится с участием пусковой вахты. Допускается применение электромагнитных датчиков положения (датчиков близости) под столом ротора, срабатывающих при изменении своего положения кольца пневматического клинового захвата.

Калибровка глубиномера производится путем промера вверх-вниз с различными скоростями так называемой "мерной базы", в качестве которой может быть использован "сдвоенный квадрат" (длина примерно 27 м) или стандартная свеча из 2-х трубок (длина примерно 25 м). При такой длине "мерной базы" в измерении будут задействованы все слои талевого каната, навиваемого на барабан лебедки. "Мерная база" размечается с помощью рулетки с нанесением меток с частотой не менее 1,0 м (предпочтительней - 0,5 м). После этого осуществляют контрольные прогоны "мерной базы" с установкой передаточного коэффициента до тех пор, пока точность измерения не достигнет заданной ( $\pm 1$  см на базе 25 м).

В качестве калибровочного устройства может быть применен линейный датчик перемещения высокой точности, закрепляемый на роторе, мерный тросик которого соединяется с петлей на вертлюге.

#### 8.2.4 Устройство для непрерывной дегазации бурового раствора (дегазатор)

Дегазатор принудительной (активной) дегазации должен:

устанавливаться как можно ближе к устью скважины и в любом случае находиться перед подходом бурового раствора к виброситам, чтобы обрабатывать раствор, который не прошел предварительную дегазацию;

устанавливаться в желобе для бурового раствора (или на выкидном трубопроводе, идущем от устья скважины) с частичным погружением в поток бурового раствора, либо загружаться с помощью насоса, засасывающего буровой раствор на устье скважины до контакта его с атмосферой.

Газопровод (газовая линия) между дегазатором и анализатором в станции ГТИ должен быть как можно более коротким, без провисаний, изгибов, петель с тем, чтобы не допустить скапливания продуктов конденсации.

Газопровод должен быть оснащен защитным устройством (ловушкой), чтобы исключить случайное попадание в него бурового раствора, а также "вымораживателем" при использовании в условиях температур окружающего воздуха ниже  $0^{\circ}\text{C}$  или системой обогрева.

#### 8.2.5 Прибор для определения объемного газосодержания бурового раствора

Прибор для определения объемного газосодержания бурового раствора на выходе из скважины должен быть установлен в малой емкости перед виброситами таким образом, чтобы его датчик (излучатель и приемник) находился на расстоянии 0,15 - 0,2 м от дна этой емкости.

Наилучшим вариантом установки прибора является установка его датчика в небольшой сосуд диаметром 0,1 - 0,15 м, буровой раствор в который подается специальным насосом из отвода в разъемном устье ниже выхода раствора в желоб, а выход сосуда через сливной шланг направлен в выкидную трубу (желоб).

Калибровка прибора производится при его выпуске; для этого используется чистая вода, буровой раствор и вода с различным содержанием воздуха в воздушно-жидкостной эмульсии; данные калибровки указываются в паспорте прибора.

На буровой необходимо учесть сдвиг начала шкалы за счет наличия твердой фазы в буровом растворе. Для этой цели необходимо отобрать буровой раствор в любой сосуд диаметром 85-100 мм, высотой 150-200 мм, интенсивно перемешать и дать отстояться буровому раствору не менее 20 мин, после чего погрузить в него измерительную часть прибора. Полученные показания необходимо принять за "нулевые", от которых и отсчитывать значения по шкале, полученной при калибровке.

Периодичность поверки начала шкалы:

перед началом работ на скважине и при их окончании;

не реже одного раза в месяц;

при получении результатов, которые представляются сомнительными.

#### 8.2.6 Аппаратура суммарного содержания углеводородных газов

ИК-анализаторы требуют поверки не чаще 1 раза в год, на них распространяются правила калибровки, изложенные ниже.

Расход газозооной смеси через суммарный газоанализатор должен быть отрегулирован на постоянную величину, контролируруемую ротаметром или другим измерителем объемной скорости ГВС.

Калибровка суммарного газоанализатора должна проводиться:

перед началом проведения работ и при их окончании;

с периодичностью не реже одного раза в месяц;

при получении результатов, которые представляются сомнительными.

Рекомендуется воздушно-газовая смесь с 10; 5; 2,5 и 1,25% содержания попутного газа нефтегазоносных объектов данного месторождения. Допускается применение эталонных газов с заданным составом.

Калибровочные смеси и устройства для калибровки (статические или динамические смесители) должны быть в наличии на станции.

#### 8.2.7 Аппаратура покомпонентного анализа газа (хроматограф или масс-спектрометр)

Калибровка хроматографов или масс-спектрометров производится известными (эталонными) газовыми смесями, включающими в себя все определяемые компоненты в известных соотношениях.

Калибровка должна производиться по калибровочным смесям с концентрациями в следующих диапазонах: 0,001-0,01; 0,01-0,1; 0,1-1; 1-10 % объемных.

Поставка калибровочных смесей должна быть обеспечена в таком количестве, чтобы смеси всегда были в наличии на станции ГТИ во время проведения исследований.

Калибровка хроматографа или масс-спектрометра производится:

перед началом работ на скважине и при их окончании;

с периодичностью не реже 1 раза в месяц;

при получении результатов, представляющихся сомнительными.

Покомпонентный анализ проб газа, извлеченного при термовакуумной дегазации образцов шлама, керна, бурового раствора производится либо на отдельном приборе покомпонентного анализа (хроматографе) в ручном режиме подачи пробы, либо на основном приборе покомпонентного анализа в период перерыва циркуляции бурового раствора.

#### 8.2.8 Датчик расхода бурового раствора

Монтаж расходомера на входе в скважину в линии высокого давления проводится Заказчиком в соответствии с действующими правилами техники безопасности.

Предпочтительное место установки расходомера на входе в скважину - линия высокого давления насосного блока в 4-5 м от насосов. Допускается монтаж расходомера в 2-3 м от стояка манифольда на специально оборудованной площадке.

Установка расходомеров на входе в линии низкого давления во всасывающих линиях насосов не требует опрессовки. Предпочтительное место установки - в 2-3 м от входа в насосы после задвижек, отсекающих расходные емкости.

Установка расходомера на выходе из скважины производится специалистами службы ГТИ.

#### 8.2.9 Датчик уровня бурового раствора в емкостях

Для монтажа датчиков уровня (а также датчиков плотности и температуры) в емкостях буровой установки и в емкости под виброситами на полу этих емкостей необходимо сварить монтажные патрубки, предварительно прорезав в полу отверстия для их установки.

Опускаемые в монтажные патрубки датчики уровня, плотности и температуры бурового раствора в емкостях центрируется посадочной конусной пробкой и четырьмя центрирующими болтами. Монтажные патрубки привариваются на рабочих емкостях с условием, что патрубки находятся против входных отверстий всасывающих труб буровых насосов.

На емкости под виброситами один монтажный патрубок приваривается в любом удобном месте.

Датчик уровня в доливной емкости, не имеющей крышки, монтируется персоналом партии ГТИ с помощью струбины, укрепленной за борт емкости, без привлечения Заказчика.

#### 8.2.10 Датчик температуры бурового раствора

Места установки датчиков на входе в скважину: в расходной емкости в точке, максимально близко к всасывающему патрубку бурового насоса или по согласованию с Заказчиком - во всасывающих патрубках буровых насосов.

Запрещается установка датчика:

- в обводном потоке раствора;
- на непроточных участках.

Места установки датчиков на выходе из скважины:

в выкидном трубопроводе или открытом желобе на участке с хорошей циркуляцией без значительных скоплений шлама;

в емкости с буровым раствором, установленной перед виброситами, но не менее чем на 200-250 мм от дна емкости для предотвращения зашламливания датчика.

Калибровка датчиков температуры производится при их выпуске, проверка - перед началом работ с помощью переносного электронного термометра.

#### 8.2.11 Датчик плотности бурового раствора

Рекомендуется использование плотномеров на входе в скважину и на выходе из нее с использованием принудительной подачи в них раствора специальными насосами. Если это не реализуется, то выполняются следующие условия.

Датчики плотности бурового раствора на входе устанавливаются в расходных емкостях в зоне выхода раствора из емкости во всасывающую трубу насоса с тем расчетом, чтобы измерительный зонд приходился против сечения трубы.

Датчик плотности бурового раствора на выходе должен устанавливаться:

- как можно ближе к устью скважины или в разъемном устье;
- перед любым участком возможного значительного перепада потока раствора;
- в емкости с буровым раствором, установленной перед виброситами.

Калибровка производится при выпуске приборов, а также на буровой перед началом работ и периодически не реже одного раза в месяц с использованием пластикового цилиндра, заполненного водой и раствором с известной плотностью (с учетом температурных поправок).

#### 8.2.12 Датчик (счетчик) числа ходов насоса

Устанавливается на одном, двух или трех насосах (в зависимости от их числа на буровой установке) при использовании дизельного привода или регулируемого электропривода. При использовании синхронного электропривода датчики (счетчики) числа ходов насоса не устанавливаются.

Место установки датчика (счетчика) - станина бурового насоса у плунжерного окна. Крепление осуществляется с помощью струбины. Монтаж производится при остановленных насосах.

Измерению подлжет число двойных ходов каждого насоса в единицу времени (ходы/минуту). При работе 2-х или 3-х насосов производится суммирование ходов насосов.

#### 8.2.13 Датчик скорости вращения ротора

Устанавливается на карданном приводе ротора или на одной из звездочек (при цепном приводе ротора). Монтаж осуществляется при остановленном роторе и открытых защитных устройствах трансмиссии ротора.

Монтаж оптического датчика скорости вращения "квадрата" осуществляется на вертикальной стойке, установленной у края буровой площадки на высоте 0,5 - 1,0 м от плоскости стола ротора.

#### 8.2.14 Датчик вращающего момента на роторе



При дизельном приводе датчик вращающего момента на роторе встраивается в трансмиссию привода ротора (соприкасается с приводной цепью). Монтаж производится при остановленном роторе и открытых защитных устройствах трансмиссии ротора.

При электроприводе на силовой кабель приводного электродвигателя надевается трансформатор тока или токовые клещи с преобразователем основанном на эффекте Холла для измерения величины потребляемого тока приводного двигателя.

Работа по монтажу датчика тока производится при отключенном питании приводного двигателя ротора в присутствии электрика буровой бригады.

#### 8.2.15 Датчик электропроводности бурового раствора

Датчик электропроводности бурового раствора на входе в скважину устанавливается в расходной емкости в месте отбора бурового раствора насосом (у приемного патрубка) с креплением его к емкости струбиной.

Датчик электропроводности бурового раствора на выходе из скважины монтируется рядом с датчиком объемного газо содержания бурового раствора в малой емкости перед виброситами или в сосуде диаметром 100-150 мм, в который раствор подается специальным насосом.

Калибровка датчика электропроводности производится:

перед началом работ на скважине и при их окончании;

с периодичностью не реже 1 раза в месяц;

при получении результатов, представляющих сомнительными.

Калибровка датчика электропроводности производится по эталонным растворам NaCl в дистиллированной воде с учетом температуры эталонных растворов.

### 8.3 Рекомендации по регистрации данных

#### 8.3.1 Регистрация цифровых данных на магнитных носителях

Регистрация цифровых данных в функции времени для полного воспроизведения реальной ситуации должна производиться по требованиям п. 7.8.2. Частота регистрации данных по глубине и по глубине с "отставанием" устанавливается исходя из дифференциации свойств разреза и технологических условий бурения скважины в пределах 0,1 - 1 м. Рекомендуемый шаг регистрации данных по глубине не более 0,5 м по всему разрезу до продуктивных пластов и не более 0,2 м в интервале продуктивных пластов.

Все зарегистрированные данные должны храниться на станции ГТИ до момента окончания работ - независимо от того, осуществлялась или нет периодическая передача данных в КИП и Заказчику.

Цифровые данные, передаваемые в КИП, должны храниться до окончания жизнедеятельности скважины.

Параметры, регистрируемые в обязательном порядке на магнитных носителях и способы их регистрации по технологическим операциям, приведены в приложении Н.

#### 8.3.2 Регистрация данных на бумажном носителе

Частота и объем данных, регистрируемых на бумажном носителе, а также количество и форма диаграмм в функции времени и глубины определяются Заказчиком, однако при этом на диаграммах в обязательном порядке должны быть отражены параметры, результаты анализов, определений и построений по технологическим операциям согласно приложению О.

Масштаб записи диаграмм в функции времени не должен быть менее 60 мм/час. Частота формирования временных диаграмм рекомендуется 1 раз за вахту (8 часов), если нет других требований Заказчика. Обязательной является распечатка временных диаграмм в случае непредвиденных осложнений и аварий на буровой.

Диаграммы в функции глубин рекомендуется формировать в масштабе 1:500 по всему разрезу скважины, а в перспективном интервале разреза, кроме того, в масштабе 1:200, если иное не оговорено Заказчиком.

#### 8.3.3 Аннотация диаграмм

Каждая диаграмма должна иметь в верхней части "шапку", содержащую необходимые сопроводительные сведения о Заказчике и Производителе работ, а также информацию по скважине. Для каждого параметра должны быть указаны шкалы, диапазоны, единицы измерений и цвета кривых.

В качестве обязательных данных должны присутствовать время, глубина и комментарии для всех нештатных ситуаций (коррекция глубины, перерыв в записи, аномальное значение параметра и т. п.).

### 8.4 Выдача оперативных сообщений и рекомендаций

#### 8.4.1 Общие положения

Вопросы выдачи, согласования, дублирования и передачи поданных рекомендаций на вышестоящие уровни Заказчику и порядок принятия решений по рекомендациям регламентируется в Техническом задании (Приложение Д, стр. 45), согласованном с Заказчиком и являющемся неотъемлемой частью контракта.

Оперативные сообщения выдаются персоналом партии ГТИ по запросу руководителя работ на буровой или бурильщика, а также по собственной инициативе.

#### 8.4.2 Оперативные сообщения

К оперативным сообщениям, передаваемым персоналом партии ГТИ в порядке собственной инициативы по системе громкоговорящей (ГГС) или абонентской связи (АТС) в адрес руководителя работ на буровой или бурильщика, относятся:

факт отсутствия запуска ГЗД при постановке его на забой;

отклонение плотности бурового раствора на входе в скважину за пределы коридора значений, заданных в ГТН или карте обработки бурового раствора;

отклонение нагрузки на долото за пределы рекомендуемого рабочего диапазона;

информация о факте вскрытия продуктивного (предположительно продуктивного) пласта;

информация о возможном приближении зоны АВГД и ее вскрытии;

информация о достижении ожидаемого репера, после которого следует производить отбор керна, корректировку траектории, проведение промежуточного каротажа или выполнять другие мероприятия, намеченные по плану проводки скважины;

информация о результатах анализа шлама с целью литологического расчленения разреза и соответствии положения забоя скважины относительно ГТН.

#### 8.4.3 Рекомендации по отработке долот

Рекомендации включают в себя:

указания на необходимость изменения нагрузки на долото (недогрузка, перегрузка);

информацию о наличии подклинок и их продолжительности;

информацию о предположительной степени износа долота;

указания на необходимость подъема долота вследствие его износа или о продолжении бурения в случае неотработанного долота.

После подъема отработанного долота производится его осмотр и обмер с заполнением карточки отработки долот по коду ВНИИБТ и указанием рекомендаций по подъему.

#### 8.4.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций

Критерий формирования и выдачи аварийных рекомендаций регламентируется в Техническом задании, согласованном с Заказчиком и являющимся необходимой частью контракта.

Аварийными ситуациями считаются:

заклинка долота;

затяжки и посадки инструмента при отрыве от забоя и СПО;

разгазирование бурового раствора, при котором происходит снижение плотности раствора более чем на 5% от нормальной на протяжении более чем величина "отставания" в затрубье (при циркуляции без бурения);

снижение давления за счет промыва соединений (потеря герметичности) бурового инструмента;

снижение давления за счет промыва пары "поршень-втулка" и клапанов буровых насосов;

поглощение или приток бурового раствора в процессе бурения, промывки, проработки;

поглощение или приток бурового раствора в процессе спуско-подъемных операций;

превышение скорости спуска или подъема инструмента над регламентируемыми в ГТН.

При отклонении параметров от указанных в Техническом задании оператор предупреждает об этом представителей Заказчика и буровой бригады.

В случае необходимости для идентификации предаварийной ситуации и уточнения ее серьезности по указанию оператора проводится тестирующая операция, необходимая для идентификации (прекращение бурения с продолжением циркуляции, расхаживание инструмента на длину квадрата, включение-выключение насосов и т. п.).

Все тестирующие операции фиксируются в "Рабочем журнале по проведению ГТИ" (Приложение М) с указанием времени их проведения.

#### 8.4.5 Рекомендации геологического характера

К рекомендациям геологического характера относятся:

рекомендации по прекращению бурения сплошным забоем и переходу к бурению с отбором керна (на основании факта вскрытия кровли пласта-коллектора);

рекомендации по проведению тестирующих операций для уточнения факта вскрытия пласта, наличия нефтегазопроявлений, поглощений и т. п.;

рекомендации по проведению испытаний на трубах или опробования приборами на кабеле с отбором пластовых флюидов;

рекомендации по отбору грунтов сверлящим керноотборником.

Сведения и рекомендации геологического характера передаются Заказчику с отметкой в "Рабочем журнале по проведению ГТИ" (Приложение М).

### 8.5 Оформление результатов работ партии ГТИ

#### 8.5.1 Общие положения

Объемы, порядок, вид, количество представляемой в оперативном порядке непосредственно на скважине Заказчику и в контрольно-интерпретационную партию информации по результатам работ партии ГТИ определяются "Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах" (п.18.6, 18.7), Техническим заданием (Приложение Д) и внутренним регламентом геофизического предприятия, выполняющего ГТИ.

Рекомендуется следующий порядок оформления и передачи результатов работ партии ГТИ.

#### 8.5.2 Оформление и передача оперативных сведений и рекомендаций

Оперативные сведения и рекомендации передаются по мере необходимости через АТС или ГГС руководителю работ на буровой (супервайзеру, буровому мастеру), а при их отсутствии - непосредственно бурильщику.

Передача всех без исключения оперативных сведений и рекомендаций оформляется параллельно записью в "Рабочем журнале по проведению ГТИ" (Приложение М).

При оформлении "Ежесуточной сводки геолого-технологических исследований" (Приложение П) все выданные рекомендации раздельно по геолого-геохимическим и технологическим исследованиям переносятся из рабочего журнала в соответствующие графы ежесуточной сводки.

"Ежесуточная сводка ГТИ" передается в согласованное с Заказчиком время руководителю работ на буровой, а при его отсутствии - буровому мастеру или технологу буровой бригады.

После окончания бурения скважины оформляются в виде таблицы "Сведения о характере выданных рекомендаций" (Приложение Л), подписываемые начальником партии ГТИ и буровым мастером (технологом) буровой бригады.

Перечень и характер выданных оперативных рекомендаций излагается и в п. 4.4. "Акта выполнения работ по ГТИ" (Приложение К), который подписывается начальником партии, буровым мастером (технологом) и представителем УБР (УРБ).

#### 8.5.3 Оформление и передача оперативных диаграммных материалов

Оперативный диаграммный материал в функции времени и в функции глубины, оформленный по правилам, изложенным в п. 8.3, передается руководителю буровых работ (супервайзеру) или руководителю буровой бригады (буровому мастеру или технологу в отсутствии бурового мастера) непосредственно на буровой. Периодичность передачи оперативного диаграммного материала согласовывается с Заказчиком и оговаривается в Техническом задании. Как правило, диаграммы в функции времени передаются за долбление (рейс), диаграммы в функции глубин формируются за 100 - 1000 м (в зависимости от скорости бурения).

В аварийных ситуациях по требованию Заказчика персонал партии ГТИ выдает временные и глубинные диаграммы по необходимым интервалам.

8.5.4 Оформление и передача материалов ГТИ в контрольно-интерпретационную партию

Передача материалов ГТИ в КИП геофизического предприятия производится начальником партии ГТИ согласно внутреннего регламента геофизического предприятия. Рекомендуется передавать материалы в КИП еженедельно, если иное не оговаривается Заказчиком. Обязательной сдаче в КИП подлежат данные ГТИ на момент проведения очередного каротажа.

Обязательной сдаче в КИП подлежат следующие материалы:

цифровой материал по скважине (или за интервал) на регламентированном типе носителя;

рабочий журнал по скважине (Приложение М);

результаты экспресс-анализов, проводимых непосредственно на скважинах проб шлама, керна, промыточной жидкости, пластового флюида (в случае их отбора опробователями на кабеле или испытателями на трубах);

сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах пород;

сведения об интервалах с люминесценцией и повышенными газопоказаниями, с указанием процентного содержания и компонентного состава углеводородов;

сведения об интервалах с повышенным содержанием нефти в пробах шлама по данным ИК-спектрометрии;

сведения о прогнозируемом пластовом (поровом) давлении;

рекомендации операторов с отметкой о их выполнении;

заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах и характере их насыщения, включающие рекомендации на проведение последующих технологических операций (продолжение бурения, испытания в открытом стволе, отбор грунтов и проб пластовых флюидов, спуск обсадной колонны и т. д.) (Приложение Р);

диаграммы в масштабе глубин.

8.5.5 Обработка и интерпретация материалов ГТИ в контрольно-интерпретационной партии и передача материалов исследований Заказчику.

Поступившие в КИП материалы ГТИ проходят следующие стадии обработки:

архивирование первичной цифровой информации в функции времени, в функции глубины и глубины с "отставанием", а также всей сопутствующей информации, для последующего хранения, срок хранения может быть ограничен сроком жизни скважины; рекомендуется хранить информацию в КИПах не менее 5 лет; срок хранения копии информации у Заказчика определяется самим Заказчиком;

оценка качества поступивших материалов;

формирование единой базы данных в функции глубины;

увязка данных ГТИ в функции глубин с глубинами по результатам ГИС;

интерпретация данных ГТИ по перспективным интервалам с выделением продуктивных горизонтов и определением характера их насыщения;

согласование сводных диаграмм ГТИ в масштабе глубин;

составление сводных таблиц;

составление отчета по скважине (Приложение Ж);

направление отчета по скважине для комплексной интерпретации материалов ГИС;

передача отчета по скважине Заказчику.

Оценка качества поступивших материалов ГТИ заключается в выявлении в записи информации сбойных участков, проверке наличия и сроков калибровок датчиков и газоаналитической аппаратуры, полноте сдаваемых материалов согласно п. 8.5.4 и т. д. Интервалы, охарактеризованные забракованными материалами, в дальнейшем рассмотрении и интерпретации не используются, хотя и могут привлекаться для восстановления последовательности технологических операций. Предприятия, проводящие ГТИ, должны иметь согласованные с Заказчиком Инструкции по оценке качества материалов ГТИ.

Интерпретация данных ГТИ проводится с помощью программного обеспечения интерпретации данных ГТИ с обязательным учетом всех результатов экспресс-анализов и сведений согласно п. 8.5.4 и заключений ГТИ и ГИС по предыдущим скважинам площади (месторождения), а также результатам ГИС по данной скважине (увязка по глубинам).

Конечным результатом интерпретации данных ГТИ является выделение продуктивных горизонтов и определение характера их насыщения, а также рекомендации (в случае необходимости) по проведению последующих технологических операций, направленных на уточнение выданных заключений (Приложение Р).

Составление сводных диаграмм в масштабе глубин проводится после увязки данных ГТИ и ГИС по глубинам. Сводные диаграммы оформляются в масштабе глубин 1:500 по всему стволу и в масштабе 1:200 в интервале детальных исследований ГИС. Сводная диаграмма обязательно включает в себя данные анализа проб шлама, данные газового каротажа и данные технологических исследований. Конкретная форма сводной диаграммы согласовывается с Заказчиком.

Составление сводных таблиц заключается в формировании таблицы технологических показателей по скважине (Приложение С) и таблицы показателей работы вахт бригады (Приложение Т), по которым

специалисты Заказчика могут проводить анализ как технологического процесса углубления скважины, так и выполнение всех технологических операций строительства скважины конкретными вахтами буровой бригады.

Таблица технологических показателей (Приложение С) содержит построчно все технологические показатели как по отдельным рейсам, так и по сумме всех рейсов долотом одного диаметра, а также по скважине в целом.

В этой таблице содержится информация о применяемом оборудовании, типе и износе долот, результатах бурения с указанием средних значений режимных параметров, балансе времени по каждому рейсу и скважине в целом. Для наклонно-направленных и горизонтальных скважин включаются данные по траекторным параметрам скважины.

Форма отчета по скважине согласовывается в окончательном виде между Производителем и Заказчиком. Ниже даются рекомендации по согласованию отчета по скважине.

Отчет по скважине (Приложение У) должен содержать разделы:

выделение продуктивных горизонтов и определение характера их насыщения;

литологическое расчленение разреза скважины;

график строительства скважины;

баланс времени по строительству скважины;

технологические показатели по скважине (Приложение С);

выявленные осложнения и предаварийные ситуации и другие отклонения от ГТН (РТК);

рекомендации различного характера и их выполнение буровой бригадой (Приложение Л);

показатели работы вахт бригады (Приложение Т);

сводная диаграмма (диаграммы) в функции глубин;

заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах, включающее рекомендации на проведение последующих технологических операций (Приложение Р).

Примеры формирования диаграмм приведены в приложениях Ф, Х, Ц.

Текстовая часть всех разделов Отчета по скважине в случае необходимости иллюстрируется графическими приложениями в виде фрагментов диаграмм в функции времени.

Форма Отчета по скважине согласовывается с Заказчиком и может претерпевать изменения в зависимости от функционального назначения скважины, количества решаемых задач и по другим причинам.

Отчет по скважине должен оформляться на бумаге стандартного формата с графическими приложениями. Отчет сброшюровывается и имеет титульный лист с данными по объекту исследований. Отчет подписывается начальником партии ГТИ и начальником КИП (старшим геологом экспедиции ГТИ), утверждается главным геологом предприятия, выполняющего ГТИ, и сдается Заказчику в оговоренные в контракте сроки. Второй экземпляр отчета по скважине остается в интерпретационной службе предприятия и используется при комплексной интерпретации материалов ГИС по скважине.

По согласованию с Заказчиком возможно формирование единого комплексного заключения по скважине по данным ГТИ и ГИС.

#### 8.6 Организация работ по ГТИ

Работы по ГТИ начинаются после получения "Заявки на проведение ГТИ" (Приложение Е) от Заказчика и включают несколько основных этапов.

##### 8.6.1 Подготовительно-заключительные работы на базе

###### 8.6.1.1 Подготовительные:

получение от Заказчика необходимой информации о скважине;

анализ проектных материалов на скважину с целью наиболее оптимального решения задач ГТИ;

составление проектного геологического разреза, геологического задания для операторов-геологов, методического руководства для операторов-технологов по решению конкретных поставленных перед скважиной задач;

составление проекта Технического задания (Приложение Д);

согласование проекта Технического задания с Заказчиком;

проверка, тестирование всего комплекса аппаратуры и оборудования;

согласование Проекта установки станции ГТИ и монтаж датчиков на буровой (Приложение Ж);

подготовку станции к транспортировке на буровую.

###### 8.6.1.2 Заключительные:

окончательное оформление материалов исследований после окончания бурения скважины, сдача их в КИП;

оценка качества материалов исследований, интерпретация;

составление совместно с КИП "Отчета по скважине";

сдача "Отчета по скважине" Заказчику;

консервация станции (в случае необходимости), перед которой производится ревизия оборудования и аппаратуры и составляется акт о степени готовности станции к дальнейшей эксплуатации.

##### 8.6.2 Транспортировка станции

Транспортировка станции ГТИ с базы на буровую и с буровой на базу производится, как правило, Заказчиком по условиям, оговоренным в договоре (контракте) на производство работ.

Общими требованиями при транспортировке станции ГТИ являются:

при транспортировке по автомобильным дорогам - разрешение Государственной инспекции безопасности дорожного движения (ГИБДД) на транспортировку негабаритных транспортных средств;

при транспортировке вертолетами (на подвеске) - наличие сертификата на подвесное устройство, которым должна быть оборудована станция ГТИ;

нахождение персонала внутри станции ГТИ при ее транспортировке категорически запрещается.

##### 8.6.3 Подготовительно-заключительные работы на буровой

###### 8.6.3.1 Подготовительные:

установка станции на буровой согласно "Проекта установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" (Приложение Ж);

проверка готовности буровой к проведению ГТИ согласно "Типовым условиям на подготовку бурящихся скважин для проведения ГИРС" и "Дополнительным условиям на подготовку буровой к проведению геолого-технологических исследований" (Приложения 2,3 "Правил ГИРС"), "Техническим условиям на подготовку буровой к проведению ГТИ" (Приложение 3 настоящей Инструкции) и "Проекта установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" (Приложение Ж);

подписание "Акта проверки готовности скважины к проведению ГТИ" (Приложение И);

заземление станции на контур буровой;

монтаж датчиков ГТИ, пневмолинии от дегазатора, силовых и информационных кабелей с соблюдением правил, изложенных в разделах 4.1, 4.2 и "Проекта установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" (Приложение Ж);

подключение станции к сети (производится электриком буровой бригады в присутствии начальника партии);

запуск станции, настройка, калибровка каналов регистрации, оформляемая актом калибровки;

включение станции в работу.

#### 8.6.3.2 Заключительные:

оформление материалов исследований после окончания бурения скважины;

демонтаж датчиков ГТИ, пневмолинии, информационных кабелей;

отключение станции от сети (производится электриком буровой бригады в присутствии начальника партии);

подписание "Акта выполнения работ по ГТИ" (Приложение К) и "Сведений о характере выданных рекомендаций" (Приложение Л);

подготовка станции к транспортировке.

#### 8.6.4 Производство работ

Производство работ по ГТИ осуществляется на основании Технического задания (Приложение Д) с соблюдением правил и рекомендаций, изложенных в разделах 8.1-8.5 настоящей Инструкции. Параллельно с компьютерной регистрацией информации дежурный оператор-технолог в обязательном порядке ведет "Рабочий журнал по проведению ГТИ" (Приложение М), который после окончания скважины сдается вместе со всеми материалами исследований в контрольно-интерпретационную партию.

При проведении работ необходимо производить:

обязательный контрольный промер бурового инструмента перед отбором керна и проведением испытаний испытателем пластов на трубах с оформлением его двусторонним актом (буровая бригада-партия ГТИ);

корректировку данных ГТИ по глубинам, как по результатам контрольного промера инструмента, так и по результатам промежуточных (привязочных) каротажей.

Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин

<i>Решаемые задачи</i>	<i>Обязательные исследования и измерения</i>	<i>Дополнительные исследования и измерения</i>
<p><b>Геологические задачи</b>  Оптимизация получения геолого-геофизической информации (выбор и корректировка: интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов; интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС);  Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;  Оперативное выделение пластов-коллекторов;  Определение характера насыщения пластов-коллекторов;  Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;  Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов;  Выявление реперных горизонтов.</p>	<p><b>Исследование шлама, керна, бурового раствора:</b>  Отбор образцов шлама через 5 м по всему разрезу и через 1-2 м в перспективных интервалах;  Фракционный анализ шлама;  Определение карбонатности пород (кальцит, доломит и нерастворимый остаток);  Люминесцентный анализ шлама и бурового раствора;  ИК-спектрометрия шлама с целью количественного определения нефти;  Оценка плотности и пористости шлама;  Определение объемного газосодержания бурового раствора;  Измерение суммарного газосодержания бурового раствора;  Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газозооной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора;  Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора;  ТВД проб шлама.</p>	<p>Измерение окислительно-восстановительного потенциала;  Пиролиз горных пород;  Фотоколори-метрия;  Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора.</p>
<p><b>Технологические задачи</b>  Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;  Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;  Распознавание и определение продолжительности технологических операций;  Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;  Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);  Контроль гидродинамических давлений в скважине;  Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом;  Определение пластового и перового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПОД);  Контроль спуска и цементирования обсадной колонны;  Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;  Диагностика работы бурового оборудования.</p>	<p><b>Измерение и определение технологических параметров:</b>  Глубина скважины и механическая скорость проходки;  Вес на крюке и нагрузка на долото;  Давление бурового раствора на стояке манифольда;  Давление бурового раствора в затрубье;  Число ходов насоса или расход на входе в скважину;  Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);  Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;  Скорость спуска и подъема бурильного инструмента;  Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;  Скорость вращения ротора (при роторном бурении);  Крутящий момент на роторе (при роторном бурении);  Температура раствора на входе и на выходе из скважины.</p>	<p>Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе;  Виброакустические характеристики работы бурового инструмента.</p>

Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин

<i>Решаемые задачи</i>	<i>Обязательные исследования и измерения</i>	<i>Дополнительные исследования и измерения</i>
<p><b>Геологические задачи</b>  Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;  Оперативное выделение пластов-коллекторов;  Определение характера насыщения пластов-коллекторов.  Выявление реперных горизонтов.</p>	<p><b>Исследование бурового раствора:</b>  Определение объемного газосодержания бурового раствора;  Измерение суммарного газосодержания бурового раствора;  Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газозооной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора;  Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора.</p>	<p>Отбор образцов шлама из пласта-коллектора через 1-2 м;  Макро- и микроскопия шлама;  Люминесцентный анализ шлама;  ИК-спектрометрия шлама с целью количественного определения нефти;  Оценка плотности и пористости шлама;  Проведение инклинометрических замеров автономными приборами;  Измерение геофизических параметров с помощью забойных телеметрических систем;  Контроль процесса цементирования;  Контроль экологического состояния на территории буровой.</p>
<p><b>Технологические задачи</b>  Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;  Распознавание и определение продолжительности технологических операций;  Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;  Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);  Контроль гидродинамических давлений в скважине;  Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом;  Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;  Диагностика работы бурового оборудования.</p>	<p><b>Измерение и определение технологических параметров:</b>  Глубина скважины и механическая скорость проходки;  Вес на крюке и нагрузка на долото;  Давление бурового раствора на стояке манифольда;  Давление бурового раствора в затрубье;  Число ходов насоса;  Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);  Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;  Скорость спуска и подъема бурильного инструмента;  Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;  Скорость вращения ротора (при роторном бурении);  Крутящий момент на роторе (при роторном бурении);  Температура раствора на входе и на выходе из скважины.</p>	<p>Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе;  Виброакустические характеристики работы бурового инструмента.</p>

Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин

<i>Решаемые задачи</i>	<i>Обязательные исследования и измерения</i>	<i>Дополнительные исследования и измерения</i>
<p><b>Геологические задачи</b>  Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;  Оперативное выделение пластов-коллекторов;  Определение характера насыщения пластов-коллекторов;  Выявление реперных горизонтов.</p>	<p><b>Исследование бурового раствора:</b>  Определение объемного газосодержания бурового раствора;  Измерение суммарного газосодержания бурового раствора;  Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газозооной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора;  Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора.</p>	<p>Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора.</p>
<p><b>Технологические задачи</b>  Раннее обнаружение газонефтево-допоявлений и поглощений при бурении;  Распознавание и определение продолжительности технологических операций;  Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;  Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);  Контроль гидродинамических давлений в скважине;  Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом;  Контроль спуска и цементирования обсадной колонны;  Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;  Диагностика работы бурового оборудования.</p>	<p><b>Измерение и определение технологических параметров:</b>  Глубина скважины и механическая скорость проходки;  Вес на крюке и нагрузка на долото;  Давление бурового раствора на стояке манифольда;  Давление бурового раствора в затрубье;  Число ходов насоса;  Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);  Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;  Скорость спуска и подъема бурильного инструмента;  Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;  Скорость вращения ротора (при роторном бурении);  Крутящий момент на роторе (при роторном бурении);  Температура раствора на входе и на выходе из скважины.</p>	





	шлама												
	Карбонатометрия		+(2)	+									
	Люминесцентно-битуминологический анализ образцов шлама (керна)				+	+	+		+(1)	+			
	ИК-спектрометрия шлама (керна) с целью определения % нефти							+(3)	+(1)	+			
	Плотность пород по шламу (керну)				+	+	+						+
	Пористость пород по шламу (керну)				+	+	+						+
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ	Резистивиметрия бурового раствора				+	+	+		+	+			+
	Вибро-акустический каротаж		+	+		+	+						+
	Газометрия шлама						+			+			+
	Пиролиз горных пород						+			+			+
	Окислительно-восстановительный потенциал по шламу (керну)						+			+			+
	Фотоколориметрия пород									+			

Примечания: 1 - определения проводятся при бурении горизонтального участка ствола;  
2 - определения проводятся по требованию Заказчика;  
3 - определения проводятся в интервалах продуктивного пласта с целью уточнения положения ГНК, ВНК и переходной зоны по требованию Заказчика

СОГЛАСОВАНО Главный геолог предприятия-Производителя	УТВЕРЖДАЮ Главный геолог предприятия-Заказчика
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
на проведение геолого-технологических исследований  
по скв. № \_\_\_\_\_ / куст \_\_\_\_\_  
Площадь \_\_\_\_\_

1 Для уточнения планов и программы работ партии ГТИ Производителю переданы следующие проектные материалы: \_\_\_\_\_

2 Задание на проведение ГТИ

2.1 Провести ГТИ в интервале глубин с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_ м с комплексом исследований:

2.1.1 Технологические датчики и датчики свойств бурового раствора, устанавливаемые согласно "Проекта установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" \_\_\_\_\_

2.1.2 Дегазатор (тип) \_\_\_\_\_ устанавливается в \_\_\_\_\_ м от устья скважины (с забором раствора насосом в \_\_\_\_\_ м от устья)

2.1.3 Длина вакуумной газовой линии \_\_\_\_\_ м, расход ГВС \_\_\_\_\_ см<sup>3</sup>/с, время "отставания" по газовой линии \_\_\_\_\_ с.

2.1.4 Газоаналитическая аппаратура суммарного анализа газа для непрерывного определения:

суммы углеводородов, в диапазоне от 0 до \_\_\_\_\_ % с разрешением \_\_\_\_\_ %;

метана, в диапазоне от 0 до \_\_\_\_\_ % с разрешением \_\_\_\_\_ %.

тяжелых углеводородов в диапазоне от 0 до \_\_\_\_\_ % с разрешением \_\_\_\_\_ %.

2.1.5 Газоаналитическая аппаратура покомпонентного анализа (хроматограф, масспектрометр) для непрерывного определения компонентов \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (с изомерами, без изомеров)  
цикл анализа \_\_\_\_\_ с, диапазон концентраций от 0 до \_\_\_\_\_ %, разрешение \_\_\_\_\_ %.

2.1.6 Газоаналитическая аппаратура на неуглеводородные компоненты для непрерывного определения:

содержание углекислого газа в диапазоне от 0 до \_\_\_\_\_ % с разрешением \_\_\_\_\_ % (да/нет);

содержание сероводорода в диапазоне от 0 до \_\_\_\_\_ ppm с разрешением \_\_\_\_\_ ppm (да/нет);

содержание водорода в диапазоне от 0 до \_\_\_\_\_ % с разрешением \_\_\_\_\_ % (да/нет);

содержание кислорода в диапазоне от 0 до 25% с разрешением 0,1% (да/нет);

содержание паров воды в ГВС в диапазоне от 0 до 5% с разрешением 0,1% (да/нет)

2.2 Провести отбор проб шлама

в интервале глубин от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м через \_\_\_\_\_ м;

в интервале глубин от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м через \_\_\_\_\_ м;

в интервале глубин от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м через \_\_\_\_\_ м.

2.2.1 Упаковать, этикетировать и подготовить для передачи в региональную лабораторию (зернохранилище) пробы шлама, отобранные в интервале глубин от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м, через \_\_\_\_\_ м в объеме не менее \_\_\_\_\_ см<sup>3</sup> каждая проба.

2.2.2 Провести экспресс-анализ проб шлама непосредственно на буровой отобранных в интервале глубин от \_\_\_\_\_ м до \_\_\_\_\_ м, через \_\_\_\_\_ м.

2.2.3 Комплекс экспресс-анализа проб шлама непосредственно на буровой:

макро- и микроописание (да/нет);

фракционный анализ шлама (да/нет);

процентное содержание различных пород в образце шлама (да/нет);

термовакuumная дегазация с последующим покомпонентным анализом пробы газа (да/нет);

люминесцентно-битуминологический анализ (да/нет);

определение количества битума (нефти) на объем породы (да/нет);

определение объемной плотности пород (да/нет);

определение минералогической плотности (да/нет);

определение открытой пористости (да/нет);

определение карбонатности (да/нет);

определение процента воды и нефти (да/нет).

2.3 Провести экспресс-анализ образцов керна на буровой, отобранных в интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м.

Объем образца, взятого на анализ \_\_\_\_\_ см<sup>3</sup>, количество образцов \_\_\_\_\_ шт. через \_\_\_\_\_ см.

2.3.1 Комплекс экспресс-анализа образцов керна на буровой:

макро- и микроописание (да/нет);  
термовакuumная дегазация с последующим покомпонентным анализом пробы газа (да/нет);  
люминесцентно-битуминологический анализ (да/нет);  
определение количества битума (нефти) на объем породы (да/нет);  
определение минералогической плотности (да/нет);  
определение объемной плотности пород (да/нет);  
определение открытой пористости (да/нет);  
определение карбонатности (да/нет);  
определение процента воды и нефти (да/нет).

2.4 Отбор проб бурового раствора производить в интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м через \_\_\_\_\_ м, в интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м через \_\_\_\_\_ м для термовакuumной дегазации с последующим покомпонентным анализом проб газа с целью калибровки дегазатора (да/нет).

2.5 Провести экспресс-анализ проб пластовых флюидов, отобранных:

опробователем на кабеле в интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м ;  
испытателем на трубах в интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м

2.6 Калибровку технологических датчиков и датчиков свойств бурового раствора производить: до начала работ (да/нет);

после окончания работ (да/нет);  
через каждые \_\_\_\_\_ месяца работы.

2.7 Калибровку газоаналитической аппаратуры производить смесями \_\_\_\_\_ %-ного состава:

до начала работ (да/нет);  
после окончания работ (да/нет);

через каждые \_\_\_\_\_ месяца работы.

2.8 Оперативные сообщения передавать по мере возникновения необходимости \_\_\_\_\_ через \_\_\_\_\_ с отметкой в рабочем журнале.

(кому) (ГГС, АТС)

2.9 Оперативные рекомендации передавать \_\_\_\_\_ через \_\_\_\_\_ с отметкой (ГГС, АТС)

в рабочем журнале.

2.10 Контрольные промеры бурового инструмента производить перед началом работ и на глубинах \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ м совместно с буровой бригадой с составлением акта промера.

2.11 Увязку данных ГТИ по глубинам производить по данным ГИС после их проведения на глубинах \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ м.

3 Оперативная выдача диаграммных материалов и передача информации на верхний уровень управления.

3.1 Оперативная выдача диаграммных материалов.

3.1.1 Диаграммы в функции времени выдаются \_\_\_\_\_ (кому)

за период \_\_\_\_\_ в \_\_\_\_\_ час. (вахта, сутки) (время)

3.1.2 На диаграммах в функции времени отображаются \_\_\_\_\_ (перечень параметров, масштабы записи, время осреднения параметров)

3.1.3 Диаграммы в функции глубин выдаются \_\_\_\_\_ за интервал проходки \_\_\_\_\_ м. (кому)

3.1.4 На диаграммах в функции глубин отображаются \_\_\_\_\_ (перечень параметров, масштабы записи, масштаб по глубине, шаг по глубине)

3.2 Передача информации на верхний уровень управления по каналам связи.

3.2.1 Передача информации ГТИ производится через систему передачи информации, установленную на буровой, с периодичностью \_\_\_\_\_ ч через ответственного представителя Заказчика

(Ф. И. О.)

путем подготовки на станции ГТИ пакетов данных на \_\_\_\_\_ носителя в функции времени за интервал \_\_\_\_\_ ч, в функции глубины за интервал \_\_\_\_\_ м

3.3 Персонал партии ГТИ выходит на связь с представлениями верхнего уровня управления \_\_\_\_\_

(УБР/УРБ, НГДУ, объединение и т. п.)

в случаях \_\_\_\_\_ (перечень ситуаций, при которых необходимо выходить на связь)

через \_\_\_\_\_ установленный на буровой. (телефон, радиотелефон и др. средства связи)

3.4 Связь осуществляется с \_\_\_\_\_ (должность, Ф.И.О.)

в период с \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ часов по телефону \_\_\_\_\_.

4 Отчет по скважине

Отчет по скважине выдается:

периодически через \_\_\_\_\_ месяца бурения скважины

за интервал бурения \_\_\_\_\_ м  
через \_\_\_\_\_ суток после окончания бурения скважины.

Представитель Геологической службы Заказчика _____ Технологической службы Заказчика _____	Руководитель работ по ГТИ предприятия-Производителя _____ Начальник партии (отряда) ГТИ _____
---	---

ПРИЛОЖЕНИЕ Е  
(обязательное)

ЗАЯВКА  
НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

"Заказчик" ОАО, Объединение _____ НГДУ _____ УБР(УРБ) _____	"Производитель" АО, ПО, трест _____ УГР, экспедиция _____
--	---

Скв. № \_\_\_\_\_ /куст \_\_\_\_\_  
Площадь \_\_\_\_\_  
Интервал исследования от \_\_\_\_\_ м. до \_\_\_\_\_ м.  
Пректный горизонт \_\_\_\_\_

ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ

- 1 Тип скважины \_\_\_\_\_
- 2 Вид бурения \_\_\_\_\_
- 3 Начало строительства скважины \_\_\_\_\_
- 4 Планируемые сроки бурения с \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_
- 5 Планируемые сроки вскрытия перспективных интервалов \_\_\_\_\_
- 6 Проектная глубина (по инструменту) \_\_\_\_\_
- 7 Проектный угол \_\_\_\_\_°, проектный азимут \_\_\_\_\_°, отход \_\_\_\_\_ м
- 8 Длина горизонтального участка \_\_\_\_\_ м
- 9 Тип буровой установки \_\_\_\_\_
- 10 Тип и количество насосов \_\_\_\_\_
- 11 Буровой инструмент \_\_\_\_\_
- 12 Характеристика бурового раствора:

тип _____ водоотдача _____ добавки нефти _____	плотность _____ СНС _____	вязкость _____ добавка химреактивов _____
--	------------------------------	--

13 Другие данные по скважине \_\_\_\_\_

14 Время готовности площадки для установки станции ГТИ \_\_\_\_\_

15 Время готовности скважины к производству ГТИ \_\_\_\_\_

16 В соответствии с "Проектом установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" должны быть установлены следующие датчики: \_\_\_\_\_

Планируемый комплекс исследований:

17 В интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м подрядчик должен выполнить следующий комплекс исследований: \_\_\_\_\_

18 Объемы оперативно передаваемой информации по результатам исследований (в процессе бурения) \_\_\_\_\_

19 Сроки выдачи отчета по скважине \_\_\_\_\_

Представитель "Заказчика" \_\_\_\_\_ /должность, ФИО  
Заявка принята (представитель "Производителя") \_\_\_\_\_ /должность, ФИО

	УТВЕРЖДАЮ: Заместитель генерального директора по бурению нефтяной компании
--	--

ПРОЕКТ  
установки станции ГТИ  
и монтажа датчиков на буровой

СОГЛАСОВАНО: Главный инженер вышкомонтажной организации	СОГЛАСОВАНО: Главный инженер буровой организации	СОГЛАСОВАНО: Главный инженер промыслово-геофизической организации
--	--	--

1 Место установки станции ГТИ

1.1 Станция ГТИ устанавливается на подготовленной рабочей площадке с размерами не менее 610 м с соблюдением "Технических условий на подготовку буровой к проведению геолого-технологических исследований" (Приложение 3).

1.2 Типовое расположение станции ГТИ на буровой при кустовом бурении скважин показано на рис. 1.2.1. Здесь же показаны места установки датчиков обязательного комплекса исследований.

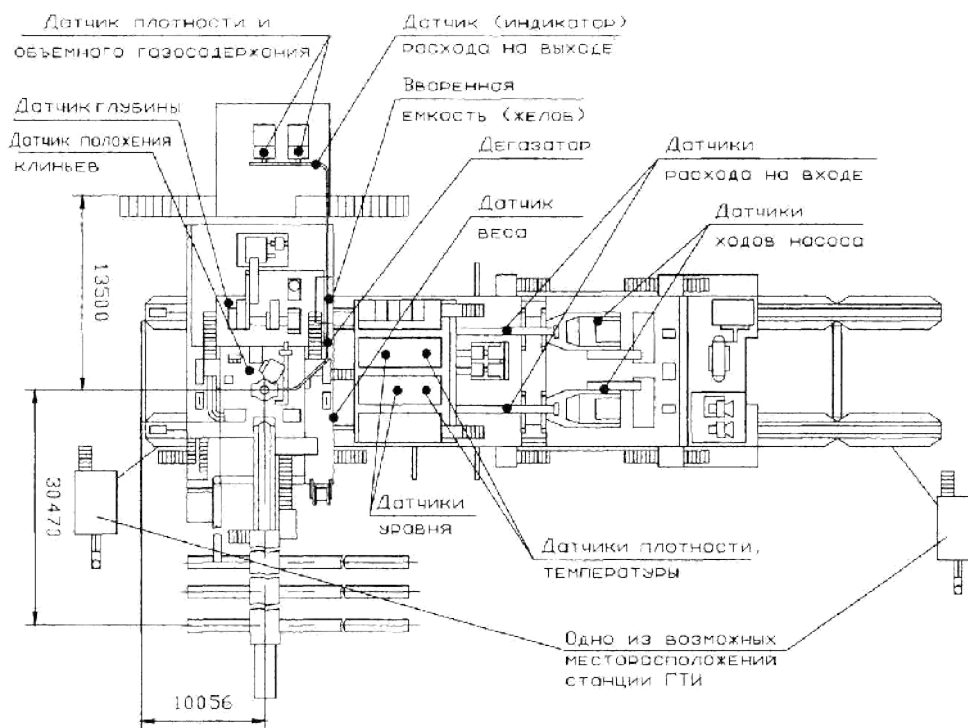


Рис. 1.2.1

2 Перечень датчиков обязательного комплекса исследований.

Перечень датчиков обязательного комплекса исследований показан в таблице 2.1.

Таблица 2.1

№№ п/п	Название датчика	Кол-во, шт.
1	Глубиномер (датчик оборотов лебедки, датчик положения тальблока)	1
2	Датчик веса на крюке	1
3	Датчик давления ПЖ в манифольде	1
4	Датчик положения клиньев	1
5	Датчик расхода ПЖ на входе в скважину	1(2)
6	Датчик расхода ПЖ на выходе из скважины (допускается индикатор расхода)	1
7	Датчик давления ПЖ в затрубье (в линии превентора)	1
8	Датчик уровня ПЖ в рабочих приемных емкостях	2...6
9	Датчик плотности ПЖ в рабочих емкостях	2

10	Датчик температуры ПЖ в рабочих емкостях	2
11	Датчик уровня ПЖ в доливной емкости	1
12	Датчик уровня ПЖ в емкости под виброситом	1
13	Датчик плотности ПЖ на выходе из скважины	1
14	Датчик температуры ПЖ на выходе из скважины	1
15	Датчик объемного газосодержания ПЖ (индикатор)	1
16	Дегазатор принудительной дегазации с электро- или пневмоприводом	1
	ВСЕГО:	19(24)

### 3 Монтаж датчиков обязательного комплекса исследований

#### 3.1 Монтаж датчика глубины (глубиномера)

3.1.1 Датчик глубины (глубиномер) служит для непрерывного определения глубины забоя скважины по инструменту, положения долота (конца инструмента) в скважине при проведении СПО, положения талевого блока, вычисления скорости бурения и спуско-подъемных операций, мгновенной скорости подачи и т. д. Он использует данные датчика углового положения вала буровой лебедки, а также возможно датчиков веса на крюке и положения клиньев.

3.1.2 Датчик углового положения вала буровой лебедки монтируется вблизи вала буровой лебедки на специальном монтажном приспособлении. Вращение с вала передается на него посредством ременной передачи. Для этого на валу лебедки устанавливается специальная переходная втулка с зубчатым венцом. Имеется несколько вариантов переходной втулки, предназначенных для установки на буровые лебедки различных типов.

3.1.3 Монтаж датчика углового положения вала буровой лебедки производится персоналом партии ГТИ по согласованию с буровой бригадой и не требует привлечения вышкомонтажной бригады.

3.1.4 Схема установки датчика глубины подробно описана в эксплуатационной документации на этот прибор.

#### 3.2 Монтаж датчика веса на крюке

Датчик веса на крюке, по показаниям которого вычисляется и нагрузка на долото, монтируется на неподвижном конце талевого каната выше механизма крепления каната на расстоянии 1000 - 1500 мм, без привлечения вышкомонтажников персоналом партии ГТИ по согласованию с буровой бригадой.

#### 3.3 Монтаж датчика давления ПЖ в манифольде

Датчик давления ПЖ в манифольде монтируется аналогично датчику манометра в стандартный манометрический стакан, сваренный на стояке манифольда или в напорную линию между двумя насосами рядом со стаканами, предназначенными для установки показывающих манометров. Датчик давления должен быть снабжен средоразделителем, заполненным специальной жидкостью, не замерзающей при низких температурах. Для его фиксации используется стандартное крепление вилкой. При отсутствии на манифольде готового места для установки датчика требуется приваривание дополнительного стакана специалистами вышкомонтажной бригады. Установка датчика давления на стояке манифольда предпочтительнее из-за меньшего уровня вибраций.

#### 3.4 Монтаж датчика положения клиньев

Датчик положения клиньев, предназначенный для повышения точности работы глубиномера путем определения момента посадки инструмента на клинья, представляет собой датчик, реагирующий на подачу в его полость давления воздуха для привода клиньев. Датчик монтируется в разрыве воздушной магистрали управления клинья и закрепляется двумя хомутами. Монтаж датчика производится с участием пусковой вахты без привлечения специалистов вышкомонтажной бригады.

#### 3.5 Монтаж датчиков расхода ПЖ

3.5.1 Для измерения расхода ПЖ на входе в скважину и на выходе из нее могут применяться три типа расходомеров:

ультразвуковой с накладными пьезопреобразователями (без врезки в трубопровод);

ультразвуковой или электромагнитный с врезкой в напорный трубопровод диаметром 140 мм на рабочее давление 40 МПа и диапазон измеряемых скоростей до 6 м/с;

по перепаду давления в линии низкого давления на рабочие скорости до 1,2-1,5 м/с, электромагнитный в линии низкого давления на тот же диапазон скоростей.

3.5.2 При монтаже ультразвуковых расходомеров с накладными пьезопреобразователями задействование вышкомонтажной бригады не требуется. Монтаж производится персоналом партии ГТИ по согласованию с буровой бригадой.

3.5.3 Монтаж ультразвукового или электромагнитного расходомера в напорный трубопровод производится вышкомонтажной бригадой путем его врезки в манифольд диаметром 140 мм, с предоставлением вышкомонтажной бригаде прибора и рабочей документации по монтажу.

3.5.4 Монтаж расходомеров по перепаду давления, а также электромагнитных в линиях низкого давления (в подводящих линиях к насосам и на сливной трубе перед виброситами) производится вышкомонтажной бригадой путем приваривания на выбранных местах линии низкого давления посадочных гнезд с преобразователями расхода или пробками - заглушками.

3.5.5 При прочих равных условиях приоритет должен быть отдан накладным ультразвуковым расходомерам и расходомерам, врезаемым в линии низкого давления.

#### 3.6 Монтаж датчиков уровня, плотности и температуры ПЖ в емкостях

3.6.1 Датчики уровня и плотности представляют собой отдельные конструкции. Датчики температуры могут быть конструктивно совмещены с датчиками плотности или уровня.

3.6.2 Для монтажа датчиков уровня, плотности и температуры в рабочих емкостях и в емкости под виброситами в местах установки необходимо приварить монтажные приспособления (уголки). В зависимости от конструкции емкостей может потребоваться прорезать отверстия в полу емкостей для установки датчиков.

3.6.3 Монтаж датчиков уровня, плотности и температуры производится операторским персоналом станции ГТИ по согласованию с буровой бригадой, без привлечения специалистов вышкомонтажной организации.

3.7 Монтаж датчиков свойств ПЖ на выходе из скважины

3.7.1 Датчики свойств ПЖ на выходе из скважины (датчик плотности, датчик температуры,) в зависимости от конструкции желоба, монтируются на специальном фланце, вваренном в сливной желоб, либо в малой емкости перед виброситами. Возможен монтаж в специально подготовленном ящике.

3.7.2 Дегазатор ПЖ монтируется на открытом участке сливного желоба возможно ближе к устью скважины. Дегазатор требует периодического обслуживания, поэтому при монтаже следует обеспечить к нему свободный доступ.

3.7.3 Монтаж датчиков свойств ПЖ на выходе из скважины и дегазатора производится согласно инструкциям по монтажу на эти устройства, и как правило не требует привлечения специалистов вышкомонтажной организации.

4 Набор дополнительных датчиков

4.1 Перечень дополнительных датчиков ГТИ, установка которых возможна по требованию Заказчика, показан в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование датчика	Кол-во, шт.	Примечание
1	Датчик оборотов ротора	1	При роторном бурении
2	Датчик момента на роторе:	1	При роторном бурении:
	- механический		- на дизельном приводе;
	- электрический		- на электроприводе.
3	Датчик момента на машинном ключе	1	
4	Датчик числа ходов насоса	2(3)	При дизельном приводе, при регулируемом электроприводе
5	Система виброакустического каротажа с 3-х компонентным акселерометром и радиоканалом	1	На вертлюге или верхней части квадратной штанги
6	Прибор раннего обнаружения и локализации объектов газопроявлений (ПРОЛОГ)	1	На разъемном устье
7	Датчик электропроводности (сопротивления) ПЖ на входе в скважину и выходе из нее	2	Приемная емкость и желоб
8	Датчик pH и содержания ионов в ПЖ на входе и выходе	Комплект из 4-6 датчиков	Приемная емкость и желоб

4.2 Монтажные места дополнительных датчиков, применение которых возможно в перспективе, согласовываются дополнением к настоящему Проекту в установленном порядке.

4.3 Основной перечень дополнительных датчиков не требует создания специальных приспособлений, проведения сварочных работ в линиях высокого давления и больших трудозатрат.

5 Порядок оформления заказов на реализацию проекта монтажа датчиков станции ГТИ

5.1 При выдаче заявки Производителю на установку станции ГТИ на конкретную буровую (куст) Заказчик выдает заявку вышкомонтажной организации на проведение необходимых работ, согласно данному проекту, согласованную с представителем Производителя.

5.2 После проведения работ по подготовке к монтажу датчиков станции ГТИ комиссия из представителя Заказчика, буровой организации и Производителя (может быть привлечен и представитель вышкомонтажной организации) осматривает буровую установку и подписывает акт готовности буровой к монтажу станции ГТИ.



## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПОДГОТОВКУ БУРОВОЙ К ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Подготовка бурящихся скважин к проведению ГИРС, в том числе и ГТИ, регламентируется "Типовыми условиями на подготовку бурящихся скважин для проведения ГИРС" (Приложение 1 к "Правилам геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах"). Ниже излагаются дополнительные условия на подготовку буровой к проведению ГТИ.

1 Подготовка буровой установки и скважины для проведения геолого-технологических исследований осуществляется силами Заказчика и Производителя под руководством начальника партии ГТИ и представителя Заказчика. Степень участия сторон по монтажу и демонтажу датчиков, оборудования, станций, лабораторий и геологических кабин оговаривается в Договоре (контракте) на производство ГИРС и в "Проекте установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой" (Приложение Ж).

2 Подготовленность буровой для проведения исследований оформляется актом (Приложение И) за подписями ответственных представителей Заказчика и передается начальнику партии ГТИ.

Начальник партии не имеет право начать проведение исследований при отсутствии вышеуказанного акта.

3 Перед началом работ все члены буровой бригады должны быть проинструктированы начальником партии ГТИ о правилах техники безопасности при исследованиях в процессе бурения. Отметка о проведенном инструктаже заносится в журнал учета инструктажа буровой бригады.

4 Для установки станции, лаборатории, геологической кабины перед буровой со стороны желобов должна быть подготовлена рабочая площадка на расстоянии от основания вышки не менее чем высота вышки плюс 10 м. Все места установки датчиков, распределкоробок, рубильников, оборудования, места расположения желобного дегазатора, вибросто должны быть освещены.

В условиях бурения скважин с насыпных оснований ограниченного размера или с платформ станцию, лабораторию, геологическую кабину разрешается устанавливать непосредственно около основания вышки по согласованию с органами Госгортехнадзора. Запрещается установка станции ГТИ со стороны выхлопных труб дизельных установок, под линиями электропередач, вблизи нефтетопливохранилищ.

5 К рабочей площадке должны быть подведены переменный ток от отдельного рубильника силовой сборки буровой установки, вода и контур заземления. Подключение к этой линии других потребителей электроэнергии во время проведения исследований запрещается.

При подсоединении потребителей электроэнергии к сети 380/220 В необходимо руководствоваться "Правилами эксплуатации электроустановок потребителей", М., "Энергоатомиздат", 1992 г.

Подключение станции, лаборатории, геологической кабины к сети производится электриком буровой в присутствии начальника партии ГТИ.

6 Соединительные кабели и газозвоздушная линия, связывающие станцию ГТИ с датчиками и выносным оборудованием, должны подвешиваться на опорах или находиться в охранных приспособлениях, исключающих возможность их повреждения транспортными средствами и передвижными механизмами.

7 Для установки дегазатора и расходомера промывочной жидкости в желобной системе за пределами основания буровой должен быть установлен участок желоба прямоугольного сечения с углом наклона 3-5° следующих размеров: длина - 400, ширина - 700, высота - 400 мм. Вдоль указанного участка монтируется площадка, оборудованная лестницами и перилами. Площадка должна освещаться в темное время суток.

8 Перед началом проведения исследований буровая бригада в присутствии дежурного оператора должна провести контрольный замер бурового инструмента, что оформляется специальным актом.

**АКТ№**  
**Проверка готовности скважины к проведению**  
**геолого-технологических исследований**

Скважина № \_\_\_\_\_ куст \_\_\_\_\_ площадь \_\_\_\_\_  
УБР(УРБ) \_\_\_\_\_ Бур. мастер \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, мастер (пом. мастера, технолог, бурильщик) \_\_\_\_\_, представитель заказчика \_\_\_\_\_, представитель вышкомонтажной организации \_\_\_\_\_ и начальник партии (отряда) \_\_\_\_\_ составили настоящий акт о том, что нами проверена готовность скважины к проведению ГТИ. В результате проверки установлено:

1 Площадка для установки станции ГТИ подготовлена (не подготовлена) находится в \_\_\_\_\_ м от БУ \_\_\_\_\_.

2 Электроэнергия к площадке подведена, напряжение \_\_\_\_\_ В.

3 Желоб для установки дегазатора, расходомера и отбора шлама \_\_\_\_\_

(имеется или нет, его конструкция, оборудован или нет).

4 Желоб расположен на высоте \_\_\_\_\_ м.

5 Подход к желобу \_\_\_\_\_

(состояние, освещенность)

6 Патрубки для датчиков в разъемном устье \_\_\_\_\_

(вварены, не вварены)

7 Патрубки для датчиков во всасывающих трубах \_\_\_\_\_

(вварены, не вварены)

8 Патрубки для датчиков высокого давления \_\_\_\_\_

(вварены, не вварены)

9 Гнезда для установки уровнемеров в емкостях \_\_\_\_\_

(вварены, не вварены)

10 Водяная линия к вибростам \_\_\_\_\_

(имеется или нет)

11 Установка глубиномера \_\_\_\_\_

(на буровой лебедке, на корнблоке)

12 Заземление станции осуществляется \_\_\_\_\_

(за контур или заземлитель)

13 Взаимные помехи в работе исключены \_\_\_\_\_

(да, нет)

14 Монтаж станции разрешается \_\_\_\_\_

(да, нет)

15 Забой на начало монтажа \_\_\_\_\_ м

16 Бурение под кондуктор (тех. колонну) на глубине \_\_\_\_\_ м

долотом \_\_\_\_\_, кондуктор (тех. колонна) Ø \_\_\_\_\_ мм на глубину \_\_\_\_\_ м

(типоразмер)

17 Подключение станции к исследованию произведено при забое \_\_\_\_\_ м

Буровой мастер (пом. мастер, технолог) \_\_\_\_\_

Представитель "Заказчика" \_\_\_\_\_

Акт готовности скважины к проведению ГТИ вручен начальнику партии № \_\_\_\_\_

в \_\_\_\_\_ час, мин " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

Начальник партии (отряда) ГТИ \_\_\_\_\_

**АКТ №**  
**ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО**  
**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ**  
Скважина № \_\_\_\_\_ /куст \_\_\_\_\_ площадь \_\_\_\_\_

УБР(УРБ) _____ Партия ГТИ № _____	Бур. мастер _____ Нач. партии _____
--------------------------------------	--

Мы, нижеподписавшиеся, мастер (пом. мастера, технолог, геолог) \_\_\_\_\_ и нач. партии (отряда) \_\_\_\_\_ составили настоящий акт на выполнение работ по ГТИ.

- 1 Время исследований с \_\_\_\_\_ 200\_\_ г. по \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.
- 2 Интервал исследований с \_\_\_\_\_ м. по \_\_\_\_\_ м.
- 3 На буровой установлены следующие датчики ГТИ:

№ п/п	Наименование датчика	Кол-во	№ п/п	Наименование датчика	Кол-во
1	Глубиномер		11	Датчик объемного газосодержания	
2	Датчик веса инструмента		12	Датчик расхода на входе	
3	Датчик давления на манифольде		13	Датчик расхода на выходе	
4	Датчик положения клиньев		14	Датчик давления на разъемном устье	
5	Датчик уровня в приемных емкостях		15	Датчик уровня в емкости под виброситом	
6 -	Датчик уровня в доливной емкости		16	Дегазатор	
7	Датчик плотности на входе		17	Суммарный газоанализатор	
8	Датчик плотности на выходе		18	Масс-спектрометр (хроматограф)	
9	Датчик температуры на выходе		19	Датчик числа оборотов ротора	
10	Датчик крутящего момента на роторе		20	Датчик момента на машинном ключе	
	Дополнительные датчики				
1			4		
2			5		
3			6		

4 Буровой бригаде периодически выдавались:

- 4.1 Ежесуточные сводки ГТИ \_\_\_\_\_ с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_;
- 4.2 Диаграммы в функции времени с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_;
- 4.3 Диаграммы в функции глубин от \_\_\_\_\_ м до \_\_\_\_\_ м;
- 4.4 Оперативные рекомендации

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(перечень и характер рекомендаций)

5 За период работы имелись пропуски в интервалах \_\_\_\_\_ по причине \_\_\_\_\_

6 Замечания по работе станции ГТИ \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Бур.мастер (технолог, геолог) _____ Представитель УБР (УРБ) _____	Начальник партии (отряда) _____
--	---------------------------------

ОАО (трест), ЗАО, ООО _____	ОАО, объединение _____
УГР (экспедиция) _____	УБР (УРБ) _____
Партия _____	Бур. мастер _____

Сведения  
о характере выданных рекомендаций  
по скв. № \_\_\_\_\_ куст \_\_\_\_\_ площадь \_\_\_\_\_

№ п/п	Интервал, м	Рекомендация	Выполнение рекомендаций	Подтверждаемость рекомендаций
1	1160-1168	подъем долота	да	следы подклинок
2	1250-1256	увеличить нагрузку на долото	да	увеличение скорости бурения
3	1320-1340	уменьшить нагрузку на долото	да	увеличение скорости бурения
4	1410-1425	увеличить нагрузку на долото	да	увеличение скорости бурения
5	1680	осуществить промывку перед подъемом	да	газопоказания упали до фоновых
6	1710-1718	изменение нагрузки на долото	да	увеличение скорости проходки
7	1812-1833	рекомендован подъем долота	да	заклинена шорoshка
8	1922	промывка в связи с увеличением скорости проходки	да	повышение газопозказаний - рекомендация на отбор керна
9	1986-1990	смена цилиндрических втулок насоса	да	падение давления и расхода на входе
10	2018-2030	подъем из-за промыва свечи	да	выброшена промытая труба
11	2045-2050	подъем долота	да	износ по вооружению
12	2085-2092	изменение нагрузки на долото	да	увеличение скорости проходки
13	2133	смена цилиндрических втулок	да	падение давления и расхода на входе
14	2212	рекомендация на продолжение бурения	да	добуривание до проектной глубины

Бур. мастер(технолог) \_\_\_\_\_ (ФИО)  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

Рабочий журнал по проведению геолого-технологических исследований  
СКВ № \_\_\_\_\_ /КУСТ \_\_\_\_\_ площадь \_\_\_\_\_ УБР (УРБ) \_\_\_\_\_ Бур. мастер \_\_\_\_\_

№ све-чи	За-бой, м	Н, м	Циркуляция		Т, м	Т, м	Тп, мин	Тр, мин	Тп, мин	Тпр, мин	Ик, заб, тс	Ик, бур, тс	G, тс	P, тс	СПО			Дата, время, ФИО бурильщика и оператора	КНБК, рекомендации, причина подъема инструмента, обмер долот, данные по насосам и обработке бурового раствора	Примечание (особенности бурения, характер ремонта, остановок, отключение насосов, время отключения датчиков)		
			начало	конец											начало	конец	время, мин					
61	15 65,4	2 09	8.0 9	8.3 1	2 2	2 2	8				27	8	1 9	1 6				13.12.87г. 8.16 Афанасьев, Горбунцов	Износ С (30) РП <sub>2</sub> К <sub>2</sub>			
Зк 3,0	15 68,6	2 12	8.3 9	8.5 6	1 7	1 6	8				27	13	1 4	1 6	8.5 6	12. 30	234		Подъем по рекомендации оператора			
<b>Итого рейса:</b>					<b>2 6 1</b>	<b>2 5 1</b>	<b>66</b>	<b>Ткал = 670; Тспо = 343; Трейса = 670</b>														
62	15 89,2	2 1	14, 26	14, 57	3 1	3 0					27	12	1 5	1 7	12. 50	14. 26	96		IV долбление			
63	16 13,5	4 6	15, 06	15, 41	3 5	3 4	9				27	9	1 8	1 9					III 215,9 МЗГВ-2 №1948, нас. 153 т/б ЗТСШ-195 №208-26м			
64	16 38,0	7 0	15, 50	16, 36	4 6	4 6	9				28	10	1 8	1 8					УБТ/ЛБТ - 24м; 1 св. ЛБТ - 24м	УБТ с РГИД		
65	16 62,3	9 5	16, 44	17, 21	3 7	2 9	8		7		28	10	1 8	1 7					20 св. СБТ - 490м; 41 св. ЛБТ - 1001м	17.06-17.17- откл. Насос 17.50-17.51- откл. Насос		
66	16 86,3	1 9	17, 29	18, 32	5 6	5 2	8		1- 12 6		28	13	1 5	1 3					З.К. - 3м - 1568м	18.32-18.58- поиски негерметич- ности трубы		
67	17 11,0	1 4	19, 06	19, 48	4 2	4 0	8				29	10	1 9	1 9					Насос У8-6МА2 - 1шт; Øштулок 170мм - комбиниров			
68	17 35,6	1 8	19, 57	20, 23	2 6	2 4	9				29	11	1 8	1 8					Раствор: γ =1,2,3; Т=30с; В=6; КМЦ-300кг; нефть-12м <sup>3</sup> ; сульфанол-50л; ГКЖ-600кг			
69	17 61,0	1 9	20, 30	21, 30	6 0	5 6	7				29	10	1 9	1 8					Износ: С (30) РП <sub>2</sub> К <sub>2</sub>			
ЗК 7м	17 68,1	1 9	31, 37	22, 41	6 4	2 4	7				30	10	2 0	1 9	22. 41	1.4 0	179		Подъем по решению оператора			

<b>Итоги рейса:</b>				<b>3</b>	<b>3</b>	<b>65</b>		<b>34</b>	<b>Тспо=275;</b>	<b>Ткал=770;</b>				14.12.87г.					
				<b>6</b>	<b>3</b>				<b>Трейса=730</b>					0.08					
				<b>9</b>	<b>5</b>									бур-к					
														Александр					
														ров					
70	17 86, 0	1 8	3.5 4	4.3 6	4 2	3 6				30	10	2 0	1 8 0	1.4 0	3.5 4	134	III 215,9 МЗГВ-2 №1948, нас. 153 т/б ЗТСШ-195 №208-26м		
71	18 11, 0	4 2	4.4 4	5.3 5	5 2	5 0	8			30	8	2 2	1 7 5				УБТ/ЛБТ - 24м; 1 св.ЛБТ-24м		
72	18 36, 0	6 7	5.4 6	6.3 0	4 3	4 3	10			31	8	2 3	1 6 5				20св.СБТ - 6.10-6.21 - 490м; 49св.ЛБТ откл. - 1200м; 3.К. - насоса 5м 1769м		
73	18 60, 3	9 1	6.3 8	7.2 3	4 5	4 4	8			31	8	2 3	1 4 5						
74	18 84, 9	1 6	7.2 9	8.2 4	5 0	4 8	6	5		31	8	2 3	1 7 5				Подъем по решению оператора (обрыв шпинделя) Износ: С (30) РП <sub>2</sub> К <sub>2</sub>		
<b>Вахту сдал:</b>								<b>Вахту принял:</b>								<b>/Ивановский/</b>			
<b>/Горбунов/</b>																			
3К	19	1	8.3	9.2	5	3	7			31	9	2	1	9.2	13.	267			
20	05,	3	1	3	2	9						2	3	3	50				
м	0	6											0						
<b>Итоги рейса:</b>				<b>2</b>	<b>2</b>	<b>39</b>	<b>5</b>			<b>Ткал=730; Тпр=24; Трейса=730</b>									
				<b>8</b>	<b>6</b>														
				<b>4</b>	<b>0</b>														

Регистрация данных на магнитных носителях

№№ п/п	Технологические операции и способ регистрации	Спуск, подъем, наращивание		Бурение, проработка, промывка	
				Регистрируемые параметры	
		В функции времени		В функции глубины	
				без отставания	с отставанием
1	Глубина забоя	+	+	+	+
2	Положение талевого блока	+	+	+	-
3	Положение долота над забоем	+	+	-	-
4	Глубина с "отставанием"	-	+	+	+
5	Скорость движения инструмента	+	+	-	-
6	Скорость бурения	-	+	+	-
7	Продолжительность бурения интервала проходки (ДМК)	-	+	+	-
8	Вес на крюке	+	+	+	-
9	Нагрузка на долото	-	+	+	-
10	Давление нагнетания	-	+	+	-
11	Объем бурового раствора в рабочих емкостях	+	+	+	-
12	Объем бурового раствора в доливочной емкости	+	-	-	-
13	Расход бурового раствора на входе в скважину	-	+	+	-
14	Расход бурового раствора на выходе из скважины	+	+	+	-
15	Объемное газосодержание бурового раствора	+	+	+	+
16	Суммарное содержание углеводородных газов в ГВС после непрерывной дегазации раствора (а также отдельно СН <sub>4</sub> и Т.У.)	-	+	+	+
17	Компонентный состав углеводородов в ГВС (С1-С5 с изомерами) после непрерывной дегазации раствора	-	+	+	+
18	Температура бурового раствора на входе в скважину	-	+	+	+
19	Температура бурового раствора на выходе из скважины	+	+	+	+
20	Плотность бурового раствора на входе в скважину	-	+	+	+
21	Плотность бурового раствора на выходе из скважины	+	+	+	+

Регистрация данных на бумажном носителе

№№ п/п	Технологические операции и способ регистрации	Спуск, подъем, наращивание		Бурение, проработка, промывка	
		Регистрируемые параметры			
		В функции времени		В функции глубины	
				без отставания	с отставанием
1	Глубина забоя	-	+	+	-
2	Положение талевого блока	+	+	+	-
3	Скорость движения инструмента	+	-	-	-
4	Скорость бурения	-	+	+	-
5	Продолжительность бурения интервала проходки (ДМК)	-	-	+	-
6	Вес на крюке	+	+	+	-
7	Нагрузка на долото	-	+	+	-
8	Давление нагнетания	-	+	+	-
9	Объем бурового раствора в рабочих емкостях	+	+	+	-
10	Объем бурового раствора в доливочной емкости	+	-	-	-
11	Расход бурового раствора на входе в скважину	-	+	+	-
12	Расход бурового раствора на выходе из скважины	+	+	+	-
13	Объемное газосодержание бурового раствора	+	+	-	+
14	Суммарное содержание углеводородных газов в ГВС (а также СН <sub>4</sub> и Т.У. отдельно) после непрерывной дегазации раствора	-	+	-	+
15	Компонентный состав углеводородов в ГВС (С1-С5 с изомерами) после непрерывной дегазации раствора	-	+	-	+
16	Плотность бурового раствора на входе в скважину	-	+	-	+
17	Плотность бурового раствора на выходе из скважины	+	+	-	+
18	Характер насыщения пластов коллекторов	-	-	-	+
19	Результаты люминесцентно-битуминологического анализа	-	-	-	+
20	Определение нефтенасыщенности шлама ИК-спектрометрии методом	-	-	-	+
21	Карбонатность	-	-	-	+
22	Процентное содержание основных пород в шламе (керне)	-	-	-	+
23	Пористость по шламу (керну)	-	-	-	+
24	Литологическая колонка	-	-	-	+
25	Описание пород	-	-	-	+
26	Глубина вскрытия основных литологических разностей (границ пластов)	-	-	+	-



**ЕЖЕСУТОЧНАЯ СВОДКА ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

ОАО, трест, ЗАО, ООО _____ УГР, экспедиция _____ Партия ГТИ № _____ Нач. Партии _____	"_____" _____ 200__ г. Скв. № _____ /куст _____ площадь _____ категория скважины _____ вид бурения _____ начало бурения _____ интервалы бурения _____ долбления № _____ Всего _____ м В т.ч. с отбором керна _____ Всего _____ м	ОАО, объединение _____ НГДУ _____ УБР(УРБ) _____ Буровой мастер _____
--	--	--

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

№ п/п	Выделенные интервалы, м		Предварительный характер насыщения	Наличие зон АВПД (АВПоД)	Выданные рекомендации	Примечание
	пласта-коллектора	в т.ч. с пов. газопоказаниями				

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

№ п/п	Интервал	Долото					Режим бурения				Осложнения	Выданные рекомендации
		Типоразмер, №	Износ	Время, мин	Проходка, м	Средняя скорость, м/ч	Кажущаяся нагрузка, тс	Давление, кгс/см <sup>3</sup>	Расход, л/с, диаметр втулок насосов	Тип турбобура, параметры раствора		
			% По коду ВНИИБТ									

**ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТ ВАХТ**

ФИО бурильщика	Вахта	Спуск				Проходка, м	Время механического бурения	Нарращивание			Подъем				
		Забой, м	Кол-во свечей	Время, мин	Ср. время на 1 свечу			Кол-во операций	Время, мин	Ср. время на 1 свечу	Забой, м	Кол-во свечей	Время, мин	Ср. время на 1 свечу	

Оператор станции ГТИ \_\_\_\_\_ (ФИО)

(подпись)

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах и характере их насыщения**

Площадь А куст № 18 скважина № 273 .  
 Проектная глубина 3025 м . Цель бурения разведка .  
 Начало исследований 26.09.2000 г. Окончание исследований 1.12.2000 г.  
 Интервал исследований 250-3025 м  
 Станция ГТИ - СГТ-К "Разрез-2" № 32  
 Тип дегазатора - вихревой  
 Суммарный анализатор - АГАТ-ЗИ  
 Хроматограф - ГХП-001  
 Масс-спектрометр - \_\_\_\_\_  
 Тип анализатора растворимых углеводородов в шламе - ОНИКС-ГП1

1 Выделение перспективных пластов-коллекторов

№ п/п	Интервалы, м		Выделение по буримости (мех. каротаж, ДМК)			Подтверждение		
	По ГТН	Фактически	Вмещающие породы	Коллектор	Кoeff. улучшения буримости КУ.Б.	По газовому каротажу	По объемному газосодержанию	По шламу
1	2730-2740	2745-2760	3,0 м/ч	9,3 м/ч	3,1	+	+	+
2	2820-2830	2835-2840	2,5 м/ч	7,5 м/ч	3,0	-	-	-
3	2940-2960	2960-2971	2,0	7,0	3,5	+	+	+
+								

2 Определение характера насыщения перспективных пластов-коллекторов по газовому каротажу

№ п/п	Интервал, м	Количественные методы				Качественные методы	Предварительный характер насыщения
		фон вмещающих пород, %	аномалия, %	ККОН	ГПР, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		
1	2745-2760	0,1	5,2	52	1,6	ГК, Г, Г, ГК	газоконденсат, газ
2	2835-2840	0,12	0,15	1,25	0,048	Г, Г, Г, Г	вода
3	2960-2971	0,13	8,2	63	1,91	Н, Н, Н, ГК	нефть
+							

3 Определение характера насыщения перспективных пластов-коллекторов по шламу (крену)

№ п/п	Интервал, м	Порода	КПО, %	Люминесценция, баллы		Концентрация растворимых углеводородов, мг/дм <sup>3</sup>		Предварительный характер насыщения
				фоновые	из интервала	фоновая	из интервала	
1	2745-2760	песчаник	19,2	1-б.г.	2-б.г.	12	63	газоконденсат
2	2835-2840	песчаник	18,6	1-б.г.	1-б.г.	12	13	газ, вода
3	2960-2971	песчаник	18,8	1-б.г.	5-ж.	12	862	нефть
+								

#### 4 Окончательное определение продуктивности и характера насыщения перспективных пластов-коллекторов

№ п/п	Интервал, м	Продуктивность	Характер насыщения	Примечание
1	2745-2760	продуктивен	газоконденсат (газ)	Провести ОПК для уточнения характера насыщения
2	2835-2840	не продуктивен	вода	
3	2960-2971	продуктивен	нефть	
+				

#### 5 Заключение

5.1 Интервал 2745-2760 м является продуктивным, наиболее вероятное насыщение - газоконденсат.

5.2 Интервал 2835-2840 м - непродуктивен (вода).

5.3 Интервал 2960-2971 м- продуктивен, насыщен нефтью.

#### 6 Рекомендации

Для уточнения характера насыщения продуктивного интервала 2745-2760 м, который по данным состава газа характеризуются как газоконденсат - возможно газ, а по насыщенности шлама растворимыми углеводородами (ИК-спектрометрия) - как газоконденсат, рекомендуется в интервале 2745-2760 м отобрать 4-5 проб опробователем пластов на кабеле (ОПК) с одновременным измерением пластового давления.

Начальник партии (отряда) ГТИ ГТИ _____/_____/_____ "_____" 200____ г. "_____" 200____ г.	Начальник КИП экспедиции (партии) _____/_____/_____ "_____" 200____ г.
--	---



ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ВАХТ БРИГАДЫ

Бур. мастер \_\_\_\_\_  
 УБР (УРБ) \_\_\_\_\_  
 Скважина. № \_\_\_\_\_  
 Площадь \_\_\_\_\_  
 Начало исследований \_\_\_\_\_  
 Конец исследований \_\_\_\_\_

Дата, вахта		Бурильщик	Спуск				Проходка		Наращивание			Подъем			
Число, месяц	Вахта		Забой, м	Кол-во свечей	Время, мин	Ср. время на 1 операц.	Нд, м	Тл, мин	Кол-во свечей	Время, мин	Ср. время на 1 операц.	Забой, м	Кол-во свечей	Время, мин	Ср. время на 1 операц.
	0-8	Давлеткин					96	32	3	65	21,5				
	8-1.6	Шовхалов					73	60	2	20	10				
	16-24	Александров					300	205	13	92	7				
11.12	0-8	Давлеткин					191	253	7	68	9,7				
	8-16	Афанасьев	600	25	90	3,6	Спуск кондуктора								
	16-24	Александров	Спуск кондуктора, ОЗЦ, монтаж превентора												
12.12	0-8	Давлеткин	600	23	114	4,9	125	39	5	38	7,8				
	8-16	Афанасьев					377	166	16	9,9	6,2	1158	44	105	2,4
	16-24	Латипов	1158	44	73	1,6	196	243	8	108	13,5				
13.12	0-8	Давлеткин	1354	52	109	2,1	160	176	6	42	7	1354	52	115	2,2
	8-16	Афанасьев	1568	61	96	1,6	52	75	3	22	7,1	1568	61	234	3,8
	16-24	Латипов					199	335	8	65	8,1				
14.12	0-8	Александров	1768	69	134	1,9	91	173	3	26	8,7	1768	69	179	2,6
	8-16	Афанасьев	190	74	172	2,3	45	87	2	13	6,5	1905	74	267	3,6
			5												
	16-24	Латипов					79	207	4	28	7				
15.12	0-8	Александров	1984	78	173	2,2	20	37	1	10	10	1984	78	155	2,0
	8-16	Давлеткин					74	254	2	14	7	2084	40	70	1,8
	16-24	Латипов	2084	82	147	1,8	12	49	1	7	7	2084	41	80	1,9
16.12	0-8	Александров					60	331	3	27	9				
	8-16	Давлеткин	215	84,5	157	1,8	27	84	1	10	11	2155	84,5	166	2,0
	16-24	Афанасьев					59	209	3	22	7,1	2241	88	207	2,3
17.12	0-8	Александров	Спуск воронки, шаблонирование												
	8-16	Давлеткин	Шаблонирование, каротаж												
	16-24	Афанасьев	Выброс												

УТВЕРЖДАЮ  
Главный геолог

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
"\_\_\_" \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

### ОТЧЕТ

По скважине № \_\_\_\_\_ куст № \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ площади  
по проведению геолого-технологических исследований

Заказчик \_\_\_\_\_  
Производитель \_\_\_\_\_  
Тип станции ГТИ \_\_\_\_\_  
Время исследований с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_  
Интервал исследований с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_

1 Техническое задание на проведение геолого-технологических исследований  
В отчет вставляется копия Технического задания (Приложение Д).

2 Основные геолого-технологические данные по скважине  
Перечень основных геолого-технологических данных по скважине может быть примерно следующим (на примере скв. 42 пл. Юбилейная):

Данные по скважине	Проектные	Фактические
Глубина скважины	4593 м	4615 м
Проектный горизонт	келловей	келловей
Вид бурения	2798 м - вертикальная,	2780 м - вертикальная,
	2798 - 4593 м - н/н,	2780 - 4615 - н/н,
	1,24 град, АЗ - 357±5 град.,	1,19 град., АЗ - 357 град.,
	отход - 694 м	отход - 578,5 м
Способ бурения	турбинно-роторный	турбинно-роторный
Конструкция скважины		
Направление Ø 426 мм	0 - 10 м	0 - 20 м
Кондуктор Ø 324 мм	0 - 600 м	0 - 600 м
Техколонна Ø 245 мм	0 - 3020 м	0 - 3018 м
Хвостовик Ø 194	3020 - 4352 м	2887 - 4197 м
Эксплуатационная колонна Ø 140 мм	0 - 4593	0 - 4615 м
Начало бурения	14.07.1997 г.	14.07.1997 г.
Конец бурения	21.09.1998 г.	12.10.1998 г.

3 Геолого-геохимические исследования  
3.1 Объем выполненных геологических исследований

Виды исследований	Количество
Отбор и обработка керн и шлама	270 проб
Литологическое определение и описание пород	725 определений
Определение карбонатности	700 определений
Определение поровых и пластовых давлений:	
а) по плотности глин	50 определений
б) по данным ГИС	20 определений
с) по параметрам бурения (3 метода)	180 определений
Построение сводной диаграммы	600 - 4615 м
Составление суточных рапортов	Ежедневно
Сопоставление каротажных материалов по соседним скважинам (№№ 35, 41 и 42) для прогнозирования разреза бурящейся скважины № 42	Постоянно
Сопоставление материалов ГИС и ГТИ по скв. №№ 35, 41 и 42 для определения условий бурения и возможности осложнений при бурении скв. № 42	Постоянно

3.2 Геологическая характеристика разреза скважины  
Стратиграфическое расчленение вскрытого разреза скважины основано на разбивках Кубаньбургаза и Краснодарского УДТГ с учетом каталога разрезов скважин.

Возраст отложений	Глубина залегания проектная (м)	Глубина залегания фактическая (м)
Антропоген-континентальный плиоцен	0 - 400	0 - 389

Миоцен	400 - 1180	389- 1148
В том числе газоносный горизонт нижнего сармата:		940 - 942
		957 - 958
		960 - 977
		984 - 985
		995 - 997
Майкоп	1180 - 2100	1148 - 2117
Эоцен	2100 - 2570	2117 - 2533
Палеоцен	2570 - 3225	2533 - 3208
Верхний мел	3225 - 3586	3208 - 3614
Нижний мел	3586 - 4265	3614 - 4322
Верхняя юра	4265 - 4549	4322 - 4540
В том числе:		
Оксфорд	4265 - 4415	4322 - 4355
Келловей	4415 - 4549	4355 - 4593
В том числе газоконденсатные горизонты:		
1 горизонт	4341 - 4346	4375 - 4380
2 горизонт	4350 - 4429	4396 - 4434
3 горизонт	4440 - 4473	4474 - 4488
4а горизонт	4495 - 4549	4503 - 4593
4б горизонт	4495 - 4549	4503 - 4593
Средняя юра (бат)	4549 - 4593	4593 - 4615

### 3.3 Краткая литологическая характеристика вскрытого разреза

Антропоген-контенентальный плиоцен до глубины 210 м представлен желтовато- и зеленовато-серыми гравийно-песчаными отложениями, перемежаемые слоями супесей и суглинков. Песчаные отложения некарбонатны, глинистые содержат всего 2 - 3% кальцита. Ниже, до глубины 389 м залегают желтовато-бурые и зеленовато-серые глины понта с содержанием кальцита около 2%. В глине присутствуют прослойки некарбонатного песка.

Отложения миоцена начинаются меотической пачкой желто- и зеленовато-бурых песков, песчаников и глин с тонкими прослоями известняков и мергелей. Пески некарбонатны, а глины содержат до 8% кальцита.

С глубины 578 м следуют алевролитоглинистые отложения нижнего сармата (до глубины 1048 м), конкарагана (до глубины 1145 м) и верхнего чокрака, залегающего с размывом на майкопе. Породы окрашены в серые тона, иногда глины имеют зеленоватый оттенок. Известковистость низкая, от 2% до 8%.

В интервале глубин 940 - 942 м, 957 - 958 м, 960 - 977 м, 984 - 985 м и 995 - 997 м залегают газоносные слои нижнесарматского продуктивного горизонта алевролитов, песчаников, разделенных пачкой глин, известняков и мергелей.

Майкопские глины занимают интервал 1148 - 2117 м. Они имеют темно-серую и коричневую окраску. Содержат различные количества песчано-алевролитовых примесей, особенно в низах толщи. Наличие кальцита в этих породах от 0 до 5%.

Отложения эоцена (2117 - 2533 м) представлены в основном алевролитами и песчаниками, глины же преобладают лишь в интервале 2150 - 2450 м. Породы окрашены в зеленовато-серые тона и очень слабо известковистые (от 0 до 6%).

Палеоценовый комплекс отложений подразделяется на две части. Верхняя (Коноковская свита) в интервале 2533 - 2792 м и нижняя (Ейская свита) в интервале 2793 - 3220 м.

Верхнепалеоценовые породы представлены темно-серыми глинами с незначительной примесью кальцита (0 - 3%) и светло-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками с нулевой известковистостью.

Нижнепалеоценовые породы представлены темно-серыми алевролитами и светло-серыми песчаниками, состоящими в переслаивании с темными, аргиллитоподобными, магнетитовыми глинами. Известковистость пород сверху вниз возрастает от 0 до 12 - 20%. Известковистая пачка аргиллитов, песчаников и алевролитов в основании нижнего палеоцена (3208 - 3220 м) некоторыми исследователями относится к верхнему мелу.

Верхний мел сложен светло-серыми мергелями маастрихт-кампа (3220 - 3414 м) с содержанием кальцита 40 - 70% и бело-голубыми известняками сантона (3414 - 3614 м), на 70 - 95% состоящими из кальцита.

Известняки и мергели, вследствие обильной трещиноватости и наличия стилолитовых швов, осыпаются со стенок скважины в виде мелкой пластинчато-угловатой щебенки размером от 3 до 7 мм. Осыпание сопровождается образованием глубоких каверн, постоянно увеличивающихся по мере бурения в открытом стволе.

Отложения нижнего мела начинаются с альба (бурханская свита). Альбские породы, залегающие в интервале 3614 - 3975 м, представлены темно-серыми алевролитами с известковистостью до 3%, аргиллитами и влажными глинами с незначительным содержанием кальцита 4 - 6%.

Ниже следуют отложения апта (самурская свита 3975 - 4083 м), представленная темно-серыми алевролитами и песчаниками с преобладанием последних (известковистость пород от 3 до 5%).

В основании отложений мела (интервал 4083 - 4322 м) залегает свита Губс готеривбарремского возраста, которая состоит из частого переслаивания светло-серых песчаников, темно-серых алевролитов и черных аргиллитов, известковистость которых колеблется от 0 до 5%.

### 3.4 Характеристика разреза скважины по поровым давлениям

Определение поровых давлений производилось тремя методами: по плотности глин, по данным ГИС и по параметрам буримости. Последний из методов представлен в трех вариантах: по программе, заложенной в

компьютерную систему АМТ-101, по способу предложенному в РД 39-0147716-102-87 и по разработкам Северо-Кавказского технического бюро промысловой геофизики.

**Результаты определения поровых давлений  
(сводная таблица)**

Глубина, м	По проекту	По АМТ-101	По РД 39-0147716-102-87	По СКТБ	По ГИС	По плотности глин	Название и возраст определяемой породы
1	2	3	4	5	6	7	8
800	0,0112	0,0104	0,0105	0,0100	0,0101	0,0105	
825	0,0112	0,0104	0,0105	0,0100	0,0101	0,0105	
850	0,0112	0,0104	0,0105	0,0100	0,0101	0,0105	
875	0,0112	0,0103	0,0105	0,0100	0,0101	0,0105	Глины сармат
925	0,0112	0,0101	0,0105	0,0102	0,0101	0,0105	
1025	0,0112	0,0104	0,0105	0,0101	0,0101	0,0105	
1100	0,0112	0,0099	0,0105	0,0108	0,0101	0,0106	+
1175	0,0112	0,0098	0,0105	0,0107	0,0105	0,0112	
1200	0,0112	0,0097	0,0105	0,0107	0,0105	0,0112	
+	+	+	+	+	+	+	
1900	0,0112	0,0112	0,0122	0,0120	0,0119	0,0131	Глины майкоп
1950	0,0112	0,0105	0,0121	0,0121	0,0105	0,0131	
2025	0,0112	0,0105	0,0120	0,0121	0,0105	0,0106	
2050	0,0112	0,0104	0,0120	0,0119	0,0100	0,0126	
2075	0,0112	0,0104	0,0120	0,0119	0,0100	0,0126	
2100	0,0112	0,0104	0,0120	0,0115	0,0100	0,0126	+
2125	0,0112	0,0104	0,0120	0,0100	0,0100	0,0126	
2150	0,0112	0,0104	0,0120	0,0106	0,0100	0,0126	
2170	0,0112	0,0104	0,0121	0,0105	0,0140	0,0126	Глины зоцен
2200	0,0112	0,0120	0,0121	0,0110	0,0140	0,0118	
2225	0,0112	0,0125	0,0121	0,0116	0,0127	0,0118	
2850	0,0112	0,0100	0,0134	0,0120	0,0127	0,0105	+
2875	0,0112	0,0100	0,0134	0,0120	0,0127	0,0105	
2900	0,0112	0,0097	0,0135	0,0120	0,0127	0,0105	
2925	0,0112	0,0090	0,0135	0,0128	0,0127	0,0105	
2950	0,0112	0,0090	0,0136	0,0128	0,0127	0,0105	Аргиллитоподобные глины палеоцена
2975	0,0112	0,0099	0,0136	0,0128	0,0127	0,0105	
3000	0,0112	0,0097	0,0137	0,0132	0,0100	0,0100	
3070	0,0112	0,0107	0,0137	0,0132	0,0100	0,0100	
3120	0,0112	0,0103	0,0138	0,0132	0,0100	0,0100	
3150	0,0112	0,0103	0,0138	0,0132	0,0100	0,0100	
3620	0,0112	0,0111	0,0145	0,0138	0,0105	0,0100	Арг. верхнего мела
+	+	+	+	+	+	+	+

Анализ представленного в таблице материала показывает наибольшую схожесть результатов определений поровых давлений по АМТ-101 и по плотности глин. Графики, построенные по этим показаниям, совпадают, как в деталях, так и по величине поровых давлений.

Дальнейшее бурение скважин на Юбилейной площади предлагается проводить на промысловых жидкостях с удельным весом, приготовленных с учетом данных о пластовых и поровых давлениях, полученных по этим методам. Буровые растворы применяющиеся в настоящее время на Юбилейной площади не являются равновесными. Это следует из рассмотрения газопроявлений в процессе бурения (см. главу геохимические исследования).

Результаты измерения поровых давлений, полученных по материалам ГИС, в общем, совпадают с результатами описанных выше методов, но имеют на отдельных участках завышенные значения.

Методы РД и СКТБ дают сходную между собой картину поровых давлений, но более сглаженную по сравнению с другими методами. Кроме того, эти методы также завышают величину поровых давлений.

Всеми методами однозначно зафиксированы участки разреза с аномально низкими давлениями. Основными из них являются майкопский и келловейский. Зона разуплотнения майкопских глин занимает интервал 1450 - 2150 м. Вторая зона начинается с глубины 3950 м в отложениях нижнего мела, постепенно интенсифицируется вниз по разрезу и с глубины 4359 м достигает своего максимума.

Именно к этим зонам приурочены интервалы разреза с наибольшим проявлением осыпей и обвалов.

### 3.5 Геохимические исследования

В процессе бурения производился непрерывный газовый каротаж с фиксированием ГСУМ в газоздусной смеси из бурового раствора.

Покомпонентное определение углеводородного состава газа производилось на ХГ с точностью до четвертого знака после запятой.

Фоновые показания вскрытого разреза находятся в пределах от 0,01 до 0,03% абсолютного. Поскольку все проницаемые горизонты разбуривались с некоторым превышением давления промысловой жидкости над их пластовыми и поровыми давлениями и зачастую в условиях поглощения (см. технологические



исследования, глава 1.5.), даже в заведомо газоносных интервалах во время вскрытия фиксирования лишь незначительной (до десятикратного) рост фоновых показаний.

Так, в отложениях нижнего сармата, содержащих в интервале 940 - 977 м пятипластовую газовую залежь фон повысился до 0,1 - 0,2%, а в зоне залежи до 0,3%, с выходом кратковременных газовых пачек  $ГСУМ = 0,4$ ; (интервал 956 - 958 м и 963 - 969 м). Газ на 100% состоит из метана.

Проходка нижнесарматских отложений велась с удельным весом ПЖ 1,18 - 1,20 г/см<sup>3</sup>, в то время, как градиенты поровых давлений, вскрываемых пород, находились в пределах 0,0100 - 0,0105 МПа/м. Таким образом, противодействие ПЖ на поры пласта составило 1,5 - 1,8 МПа. Текущее пластовое давление в залежи составляет 6 МПа, т.е. на 4,5 МПа ниже давления, создаваемого столбом глинистого раствора на середину залежи (968,5).

Общим для миоцена является закономерное увеличение фоновых газопоказаний по мере снижения удельного веса бурового раствора.

Так, в сармате на глубине 900 м при снижении удельного веса ПЖ с 1,18 - 1,20 г/см<sup>3</sup> до 1,15 - 1,16 г/см<sup>3</sup>  $ГСУМ$  увеличилось с 0,01 - 0,03 до 0,4 - 0,5%. В конк-карагане на глубине 1093 - 1116 м при снижении удельного веса ПЖ с 1,2-1,18 г/см<sup>3</sup> до 1,16 - 1,15 г/см<sup>3</sup>  $ГСУМ$  возросло с 0,2 - 0,3 до 0,5 - 0,6%.

Та же картина сохраняется в Майкопе:

Интервал, метры	Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	$ГСУМ$ , %
1150 - 1260	1,18	0,1 - 0,2
1260 - 1270	1,17	0,5 - 0,8
1270 - 1330	1,15 - 1,16	0,6 - 0,9
1330 - 1730	1,18	0,1 - 0,3
1730 - 1780	1,17	0,4 - 0,5
1780 - 1940	1,10 - 1,15	0,8 - 1,2
1940 - 1975	1,18	0,2 - 0,3
1975 - 2010	1,18 - 1,19	0,1
2010 - 2080	1,19 - 1,20	0,05 - 0,09
2080 - 2120	1,20	0,03 - 0,01

Обращает на себя внимание парадоксальное увеличение газопоказаний в интервале майкопских отложений 1250 - 1950 м, представленных чистыми глинами. Глины сухие, уплотненные, слабосланцеватые, тонкоплитчатые с таблетчатой отдельностью обломков. Емкостные свойства этих глин по-видимому весьма ограничены, т. к. могут быть связаны только со сланцеватостью и трещиноватостью. В то же время, два других майкопских интервала 1150 - 1250 м и 1950 - 2120 м, имеющих более низкие газопоказания в процессе бурения, проявляют себя после остановок циркуляции весьма существенным разгазированием ПЖ.

Первый из них представлен в верхней части (глубина 1150 - 1200 м) рыхлыми, влажными, вязкими глинами, а в нижней (глубина 1200 - 1250 м) на 50% сухими, уплотненными, тонколистватыми глинами и на 50% слабосцементированными алевролитами.

Газовые пачки описываемого интервала имеют следующие характеристики:

Глубина, метры	Содержание газа, абс. %	Время выхода, мин	Падение уд. веса ПЖ, г/см <sup>3</sup>
1180	0,88	10	1,27 до 1,16
1200	0,3	10	1,27 до 1,16

Давление столба ПЖ, препятствующее активному газопроявлению в интервале 1150 - 1250 м, составляет 15 МПа, что на 3 МПа выше порового давления в пласте.

Второй интервал на 50% сложен плотными, плитчатыми глинами и 50% слабосцементированными алевролитами и песчаниками.

Газовые пачки второго интервала характеризуются следующими параметрами:

Глубина, м	Содержание газа, абс. %	Время выхода, мин	Падение уд. веса ПЖ, г/см <sup>3</sup>
1950	0,88	10	1,27 до 1,16
1200	1,87	15	1,25 до 1,17

Противодавление выходу газа создает столб глинистого раствора с давлением 25 МПа, что на 4 МПа выше давления в порах.

Таким образом, аномальность пластового давления и наличие газа в разуплотненных глинах майкопа позволяет предположить о возможности перетока флюидов из нижележащих газонасыщенных горизонтов. Следует отметить, что повышенные газопоказания в майкопских отложениях были отмечены и в скважинах № 40 и 41, где в процессе бурения наблюдалась повышенная разгазированность глинистого раствора.

#### 4 Технологические исследования

##### 4.1 Объем выполненных технологических исследований

(на примере скв. № 42 Юбилейной площади)

Регистрировались следующие параметры:

$H$  - глубина скважины, м

$T$  - время бурения 1 м, мин

$ИЖ$  - нагрузка на крюк, т

$ИД$  - нагрузка на долото, т

$НР$  - число оборотов ротора, об/мин

- QBX - расход промывочной жидкости на входе,  $\text{дм}^3/\text{с}$   
 PBX - давление нагнетания бурового раствора на входе,  $\text{кг}/\text{см}^2$   
 МР - момент на роторе,  $\text{кг}\cdot\text{м}$   
 tВЫХ - температура раствора на выходе,  $^{\circ}\text{C}$   
 ИПОТ - индикация потока раствора в желобах, %  
 ВЕМК - объем бурового раствора в приемных емкостях,  $\text{м}^3$   
 ВДОЛ - объем раствора в доливной емкости,  $\text{м}^3$   
 ГСУМ,  $\text{C}^1\text{-C}^6$  - процентное газосодержание и компонентный состав углеводородных газов в буровом растворе
- Регистрация параметров проводилась с привязкой к глубине и времени. При использовании компьютерной техники автоматически, в процессе бурения, рассчитывались - кроме перечисленных выше - следующие параметры:
- вращение долота (при турбинном способе бурения), об/мин
  - механическая скорость проходки, м/час
  - изменение расхода на выходе, %
  - среднеквадратичные отклонения изменения PBX, МР, QBX, ИК
  - средняя скорость проходки, м/час
  - рейсовая скорость, м/час
  - объем закачанного в скважину раствора,  $\text{м}^3$
  - эквивалентная плотность раствора,  $\text{г}/\text{см}^3$
  - гидравлическая мощность, кВт
    - компонентный состав углеводородных газов в буровом растворе, %
    - градиент давления разрыва пласта,  $\text{кг}/\text{см}^3/\text{м}$
    - детальный механический каротаж, м/час (мин/м)
    - нормализованная скорость бурения, м/час
    - дифференциальный расход, л/с
    - нормализованное пластовое давление,  $\text{кг}/\text{см}^2$
  - сигма-механический каротаж
    - DEXP
    - (-) DEXP. СКОРРЕКТИРОВАННАЯ
    - DEXP.НОРМАЛИЗОВАННАЯ
    - расчетное пластовое давление,  $\text{кг}/\text{см}^2$
  - забойное давление,  $\text{кг}/\text{см}^2$
  - гидростатическое давление,  $\text{кг}/\text{см}^2$
  - автоматическое построение литологической колонки горных пород проходимых скважиной
    - автоматический расчет наклонно-направленных характеристик скважины (по данным инклинометрии или с системой телеметрии) - вертикали, координат, смещения забоя, удлинения ствола, оценки траектории скважины, расчета азимута установки отклонителя при требуемом изменении направления ствола скважины
    - автоматическое построение вертикальной, горизонтальной и аксонометрической проекции скважины
- Помимо этого система позволяла получать данные по оптимизации режима бурения - выбора оптимальной нагрузки и вращению долота для получения максимальной ИМЕХ, или минимальной стоимости метра проходки.

В процессе СПО регистрировались данные о глубине, нагрузке на крюке, скорости спуска или подъема, по каждой свече бурильных труб.

Специалистами партии ГТИ регистрировались все осложнения в процессе бурения и отклонения от нормы режимно-технологических параметров. При отклонении от нормы того или иного параметра, немедленно оповещались по переговорной связи бурильщик или лаборантка, на основании полученных данных выдавались различные рекомендации, предложения и предупреждения.

#### 4.2 Выданные рекомендации

Сведения о характере выданных рекомендаций показаны в приложении Л. В отчет помещается сводная таблица выделенных рекомендаций, предложений и предупреждений как технологического, так и геологического характера.

#### 4.3 Технологические показатели по рейсам и скважине в целом

Таблица сводных технологических показателей по рейсам и скважине в целом показана в приложении С.

#### 4.4 Показатели работы вахт бригады

Форма таблицы "Показатели работы вахт бригады" показана в приложении Т.

#### 4.5 График строительства скважины

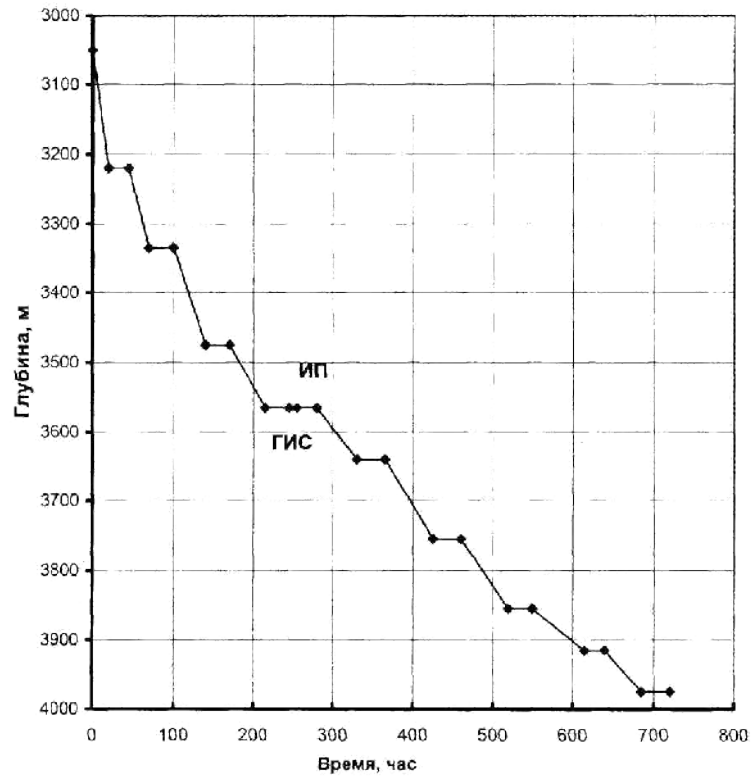
График строительства скважины отражает темп углубления скважины во времени. По вертикальной оси (ось ординат) откладываются значения глубины скважины (протяженности ствола скважины), по горизонтальной оси (ось абсцисс) откладываются значения времени. Время СПО, промывок, простоев и других операций, не связанных с углублением, отображается горизонтальными площадками, и только время бурения отображается наклонными линиями, пропорциональными по оси ординат проходке на долото.

Как правило, после окончания бурения скважины строится сводный график строительства скважины. При бурении глубоких скважин графики строительства отрезков ствола скважин могут выдаваться (по желанию Заказчика) и ежемесячно. В этом случае на шкале абсцисс время откладывается в диапазоне 0 - 750 часов, а по шкале ординат - глубина от ее значений на начало месяца, до значения на конец месяца.

Номера у наклонных линий обозначают порядковый номер рейса, ИП -испытание пласта, ГИС - геофизические исследования скважины и т. п. операции, отличные от СПО.

Пример ежемесячного графика строительства скважины показан на рис. 4.5.1.

Пример графика строительства скважины № 002 площади А



Начало 1 июня 2000 г. при забое 3050 м

Конец 30 июня 2000 г. при забое 3975 м

Проходка за месяц - 925м

Коммерческая скорость  $V_{ком} = 925\text{м/ст.-мес}$

Примечание: ИП - испытание пласта при забое 3565 м по данным ГТИ и ГИС

Начальник партии ГТИ № 37

/В.П. Сидоров/

Рис. 4.5.1

#### 4.6 Баланс времени строительства скважины

Баланс времени строительства скважины складывается из суммарных затрат времени на различные технологические операции строительства скважины, ремонтные работы, ликвидацию осложнений и аварий и т. п.:

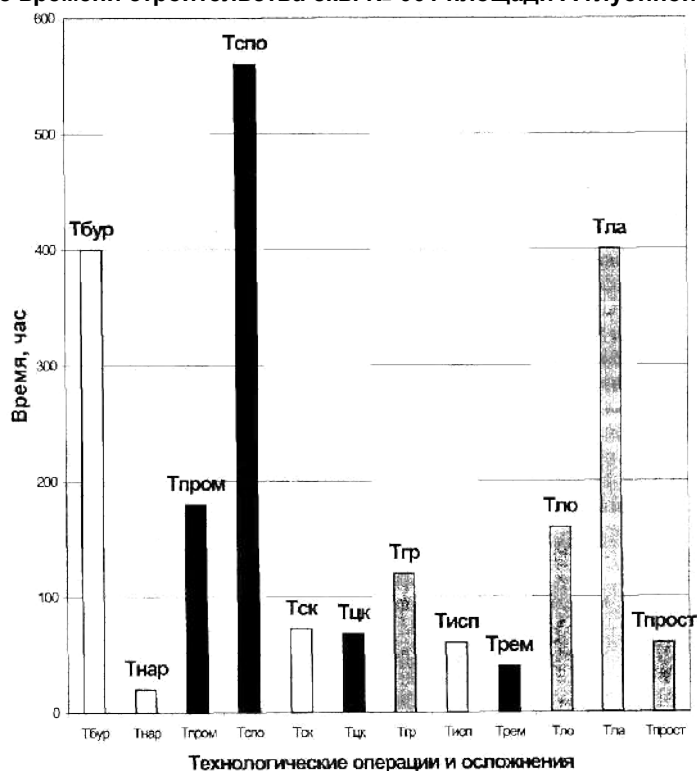
1) Время бурения скважины	ТБУР
2) Время наращивания	ТНАР
3) Время промывки скважины	ТПРОМ
4) Время спуско-подъемных операций	ТСПО
5) Время на спуск направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн	ТСК
6) Время на цементирование колонн	ТЦК
7) Время на геофизические работы	ТГР
8) Время на проведение испытаний	ТИСП
9) Время на ремонт оборудования	ТРЕМ
10) Время на ликвидацию осложнений	ТЛО
11) Время на ликвидацию аварий	ТЛА
12) Время простоев буровой (откл. электроэнергии)	ТПРОСТ

Например: скважина № 01 площади А глубиной 3150 м строилась 2140 часов, из которых: ТБУР = 400,0 ч; ТНАР = 20,0 ч; ТПРОМ = 180,0ч; ТСПО = 560,8 ч; ТСК = 72,0 ч; ТЦК = 68,0 ч; ТГР = 120,0 ч; ТИСП = 60,0 ч; ТРЕМ = 40,0 ч; ТЛО = 160,0 ч; ТЛА = 400,0 ч; ТПРОСТ = 60,0ч.

$$v_{\text{ком}} = \frac{3150 \cdot 720}{2140} = 1059,8 \text{ м/ст} - \text{мес}$$

В графическом виде баланс времени строительства данной скважины показан на рис. 4.6.1.

Баланс времени строительства скв. № 001 площади А глубиной 3150 м



$$v_{\text{ком}} = \frac{3150 \cdot 720}{2140} = 1059,8 \text{ м/ст} - \text{мес}$$

Начальник партии ГТИ № 37

/В.П. Сидоров/

Рис. 4.6.1

#### 4.7 Анализ осложнений в процессе бурения (на примере скв. № 42 Юбилейной площади)

При проводке скважины № 42 Юбилейной площади наблюдались следующие осложнения: сальникообразования, осыпи и обвалы стенок скважины, желобообразования, поглощения бурового раствора, газопроявления, изменения траектории скважины.

##### 4.7.1 Сальникообразование

Осложнения, связанные с образованием сальников, наблюдались во время бурения интервала 600 - 1800 м и выражались в ухудшении подвижности инструмента, появлении затяжек при отрывах и роста давления нагнетания.

Литологически образование сальников связано с присутствием в разрезе скважины вязких глин неоген-палеогенового возраста. Технологически - с увеличением вязкости бурового раствора.

##### 4.7.2 Осыпи и обвалы

Осыпи и обвалы стенок скважины наблюдались практически по всему стволу, но наиболее эффективные отмечены в следующих интервалах:

- 1148 - 2177 м - майкопские глины
- 2533 - 2725 м - верхняя часть палеоцена
- 3220 - 3650 м - известняки К2
- 4356 - 4550 м - аргиллиты келловейского яруса верхней юры

По данным кавернометрии, развитие каверн было отмечено в следующих интервалах:

1188 - 1200 м	2525 - 2575 м
1660 - 1845 м	2653 - 2725 м
1885 - 1925 м	3022 - 3080 м
1935 - 1950 м	3820 - 3860 м и далее (не дошел прибор)
2137 - 2150 м	4224 - 4240 м
2318 - 2560 м	4318 - 4560 м

Вскрытые интервалы этих отложений оказывали свое влияние на подвижность инструмента до спуска обсадных колонн.

Осыпи и обвалы приводили к росту давления нагнетания, возникновению подклинок инструмента, затяжек при подъеме, зашламлению ствола скважины, усиливали сальникообразование.

##### 4.7.3 Желобообразование

Развитие (наработка) желобов происходило в следующих интервалах:

705 - 1180 м	2210 - 2525 м
1220 - 1360 м	2575 - 3200 м
1473 - 1660 м	3225 - 3420 м
1950 - 2150 м	3480 - 3590 м
2174 - 2205 м	3610 - 3835 м

Литологически желоба приурочены к глинам Майкопа, алевролитам эоцена, известнякам верхнего мела.

Наиболее прихватоопасными были желоба верхнего мела.

Причинами желобообразования явились:

1. Большое число продольных перемещений бурильной колонны - увеличенное количество рейсов СПО, частые отрывы от забоя.

2. Изменения траектории ствола скважины.

Кроме того, до глубины 3770 м (интервал известняков 3220 - 3614 м) бурение велось без установки над УБТ противожелобного центризатора, что существенно влияло на подвижность бурильной колонны

##### 4.7.4 Отклонения ствола скважины от проектной траектории

Отклонения ствола скважины от проектной траектории происходили как по углу, так и по азимуту (см. приложение). Приведем здесь некоторый анализ зависимости направления ствола скважины и используемых компоновок низа бурильной колонны.

В интервале 2780 - 3150 м был осуществлен набор угла - 26,5 град и азимута - 350 град. (проект - 24 и 357).

3150 - 3229 м - 215,9 С-ГНУ, пер. - 1 м, КЛС-215, УБТ-146-294 м

3220 - 3260 м - 215,9 С-ГНУ, пер. - 1 м, КЛС-215, УБТ-178-25 м

УБТ-146-263 м. На 3260 - угол 30(+3,5), азимут - 340(-10).

3260 - 3380 м - 215,9 С-ГНУ, пер. - 0,5 м, КЛП-214, УБТ-178-25 м,

УБТ-146-263 м. На 3380 - угол 33,5(+3,5), азимут - 338(-2).

3540 - 3800 м - 215,9 С-ГНУ, пер. - 0,5 м, КЛП-214, УБТ-146-205 м

На 3800 - угол - 42(+12,5), азимут - 346(-5).

3800 - 3840 м - 215,9 С-ГНУ, пер. - 0,87 м, КЛП-214, УБТ-146-205 м

КЛС-204. На 3840 - угол 41,5 (-0,5), азимут - 345(-1)

3840 - 3860 м - 215,9 С-ГНУ, УБТ-146-3 м, КЛП-214, УБТ-146-205 м

КЛС-202. На 3860 - угол 42,5(+1), азимут - 345(0)

3860 - 3930 м - 215,9 С-ГНУ, УБТ-146-8 м, УБТ-146-195 м, КЛС-202

На 3930 м - угол 34,25(-8,25), азимут - 342(-3)

3930 - 4080 м - Правка. На 4080 м - угол - 22 (-12,25), азимут - 8(+26)

4080 - 4130 м - 215,9МС-ГНУ, УБТ-146-202 м

На 4130 м - угол - 17(-5), азимут - 10(+2)

4130 - 4150 м - 215,9МС-ГНУ, КЛП-215, УБТ-146-66 м

На 4150 м - угол - 14(-3), азимут - 10(0)

4159 - 4220 м - Забуривание второго ствола, спуск колонны на глубину 4197 м. После разбивки башмака и бурения, на 4230 - угол - 6(-8), азимут - 62(+52)

4230 - 4300 м - 161 МЗ-ГАУ, УБТ-133-184 м.

На 4300м - угол - 5(-3), азимут - 98(+26) - мимо круга допуска.

#### 4.7.5 Поглощения

Поглощения бурового раствора были отмечены на следующих глубинах:

Забой - 2686 м - во время спуска инструмента нет вытеснения на 1569 м, 1930 м, 2600 м - поглощение 3<sup>3</sup>м раствора, плотностью - 1,29 г/см<sup>3</sup>.

Наблюдается ферментативное разложение раствора, раствор не текучий, трудно восстанавливается циркуляция.

Забой - 2778м - при спуске КНБК (Т-12-МЗБ-9, пер.2град) - посадка на 2616, нет вытеснения раствора.

Поглощение - 2 м<sup>3</sup> раствора, плотностью 1,28 г/см<sup>3</sup>.

2950 - 3018 м - при бурении - 12 м<sup>3</sup>, плотностью 1,28 г/см<sup>3</sup>.

4322 - 4350 м - при бурении - 12 м<sup>3</sup>, плотностью 1,22 г/см<sup>3</sup>.

4350 - 4444 м - при бурении - 15 м<sup>3</sup>, плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup>.

4444 - 4489 м - при бурении - 8 м<sup>3</sup>, плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup>.

4533 - 4565 м - при бурении - 10 м<sup>3</sup>, плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>.

4565 - 4615 м - при бурении - 15 м<sup>3</sup>, плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>.

#### 4.7.6 Газопроявления

Газопроявления детально рассмотрены в главе геолого-геохимические исследования.

Следует отметить интенсивный выход газа в интервале 1266 - 1940 м (майкопские отложения), при бурении под 245 мм. обс. колонну. Были отмечены выходы пачек раствора с ГСУМ = 20% (общ.), снижение плотности с 1,20 до 0,98 г/см<sup>3</sup>.

#### 4.7.7 Аварии

24.10.97. Забой 2939 м. При проработке ствола скважины - прихват инструмента на глубине 2834 м - расклинка. Расхаживание до 75 т.с., установка нефтяной ванны, работа ГУМом.

Причина - плохое состояние ствола скважины из-за неустойчивости майкопских глин, низкое качество бурового раствора, большой выход в палеоценовые отложения относительно подошвы майкопа. Затраты времени на ликвидацию аварии - 190 час.

09.01.98. Забой 3265 м. Во время бурения без нарушения технологического режима, падение давления нагнетания  $P > 40$  кг/см<sup>2</sup>, при отрыве - падение веса 20 т.с. Слом нижней части буровой колонны. Причина - усталостная трещина металла резьбы. Время на ликвидацию - 20 час.

02.02.98. Забой 3538 м. Прихват инструмента при проработке ствола скважины на глубине 3307 м, во время подрыва бур. колонны.

Причина - раскаливание в желобной выработке. Установка нефтяной ванны, расхаживание. Освободились поворотом колонны бур. труб при разгрузке на "майна" - 20 т. Затраты времени - 55 час.

08.05.98. Забой 4129 м. При проработке ствола скважины на глубине 3299 м - прихват колонны бур. труб, при подрыве. Расклинивание в желобе. Установка нефтяной ванны - 2 раза. Расхаживание. Инструмент освободился под ванной с набранными 6-тью оборотами при разгрузке 60 т.с. Основная причина аварии - развитие желобов в верхнемеловых известняках, вследствие большого выхода в нижнемеловые отложения от подошвы известняков К2, и изменения траектории ствола скважины.

20.05.98. Забой 4157 м. Во время бурения с постоянными подклинками, после отрыва и подхода к забою - расклинка буровой колонны. Расхаживание, установка нефтяной ванны - 3 раза, работа яссом - безрезультатно. Установка цем. моста, забуривание второго ствола в интервале 4042 - 4071 м. Потери времени на ликвидацию аварии и перебуривание до глубины 4157 м составили 960 час.

5 Заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах и характере их насыщения (Форма "Заключения" приведена в приложении Р, стр. 66.)

#### 6 Выводы и рекомендации

(на примере скв. № 42 Юбилейной площади)

Скважина № 42 Юбилейной площади пробурена в соответствии с проектным заданием и вскрыла келловейские горизонты в условиях газонасыщения. Отклонением от проекта можно лишь считать сокращение на 116 м отхода забоя от устья скважины.

Кроме келловей в условиях газонасыщения вскрыты нижнесарматские продуктивные слои, а также пачки пород в отложениях майкопа, эоцена и палеоцена. Газопоказания в этих отложениях могут быть связаны с межколонными перетоками снизу вверх. Для оценки промышленной значимости указанных выше пород с повышенными газопоказаниями рекомендуется их опробование.

В результате анализа, обработки и интерпретации данных ГТИ проведен сравнительный анализ пяти различных методов определения поровых давлений, который показал, что наиболее приемлемым является метод оценки по буримости, реализованный в программе компьютерного комплекса АМТ-101. Дальнейшее бурение скважин на этой площади рекомендуется проводить на плотностях ПЖ, составленных с учетом пластовых и поровых давлений, определенных этим методом.

По данным геолого-технологических исследований, полученный опыт проводки скважины 42 "Юбилейная" подтверждает правильность выводов и рекомендаций, сделанных в отчете по бурению скв. 41 "Юбилейная".

При бурении подобных скважин с проектной глубиной 4600 м, предназначенных для эксплуатации келловейских горизонтов верхней юры, рекомендуется:

1 исключить совместное разбуривание майкопских глин и низов палеоцена, т. е. предусмотреть спуск 245 мм - обсадной колонны на глубину 2650 - 2800 м в глины палеоцена.

2 не разбуривать совместно известняки верхнего мела и трещиноватые дислоцированные аргиллиты и алевролиты нижнего мела, для чего предусмотреть спуск потайной обсадной колонны диаметром 194 мм, ориентировочно на глубину 3800 м в аргиллитоподобные глины нижнего мела.

3 для предотвращения и исключений осложнений ствола скважины производить проводку скважины на гипсово-известковом буровом растворе.

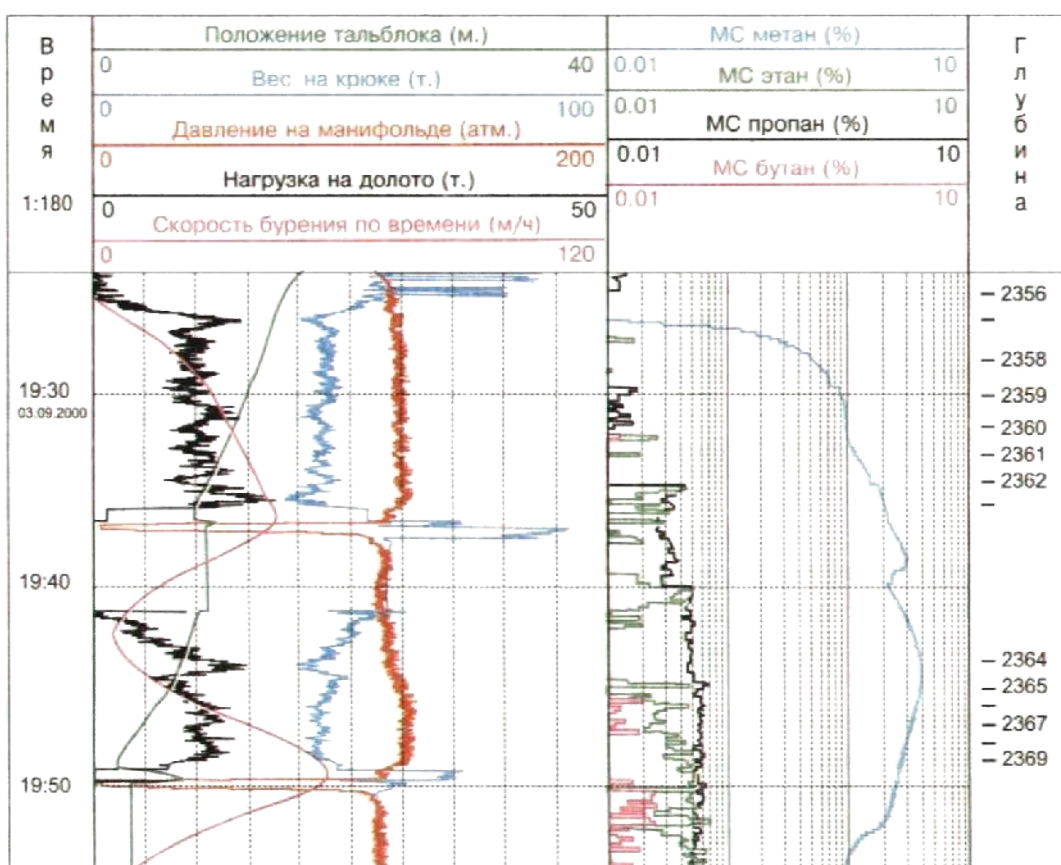
Составители отчета: Начальник партии ГТИ: Ст. геолог



## Геолого-технологические исследования Контроль процесса бурения

Интервал исследований: 03.09.00 19:24 - 03.09.00 19:5


Страна	Россия	Заказчик	ОАО "СНГ"
Площадь	Федоровская	УБР	СУБР-1
Скважина	5470	Исполнитель	СНГФ
Куст	620	Экспедиция	СУГР
Цель бурения	Эксплуатационная	Партия №	1
Тип скважины	Горизонтальная	Начальник партии	Живаев В.П.
Проектная глубина:	2870	Тип станции ГТИ	Разрез 2
Операторы: Ильин Д.Г., Яковлев В.В., Протопопов С.И.		Форма: Диаграмма с привязкой по времени	



## ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ (2122 - 2165 м)

СТРАНА	РОССИЯ	ИСПОЛНИТЕЛЬ	Сургутнефтегеофизика
ЗАКАЗЧИК	Сургутнефтегаз	ЭКСПЕДИЦИЯ	ГТИ
УБР	—	ПАРТИЯ N	8
ПЛОЩАДЬ	Федоровская	ТИП СТАНЦИИ ГТИ	Разрез-2
СКВАЖИНА	5002	НАЧАЛЬНИК ПАРТИИ	Живаев В.П.
КУСТ	468	ОПЕРАТОРЫ	Лазутин, Федоров, Петров
ЦЕЛЬ БУРЕНИЯ	Эксплуатационная	ГЕОЛОГ	Титов
ТИП СКВАЖИНЫ			
ПРОЕКТНАЯ ГЛУБИНА	2800		

### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

 Аргиллит	 Песок	 Алевролит	 Нефть
--	---	---	---

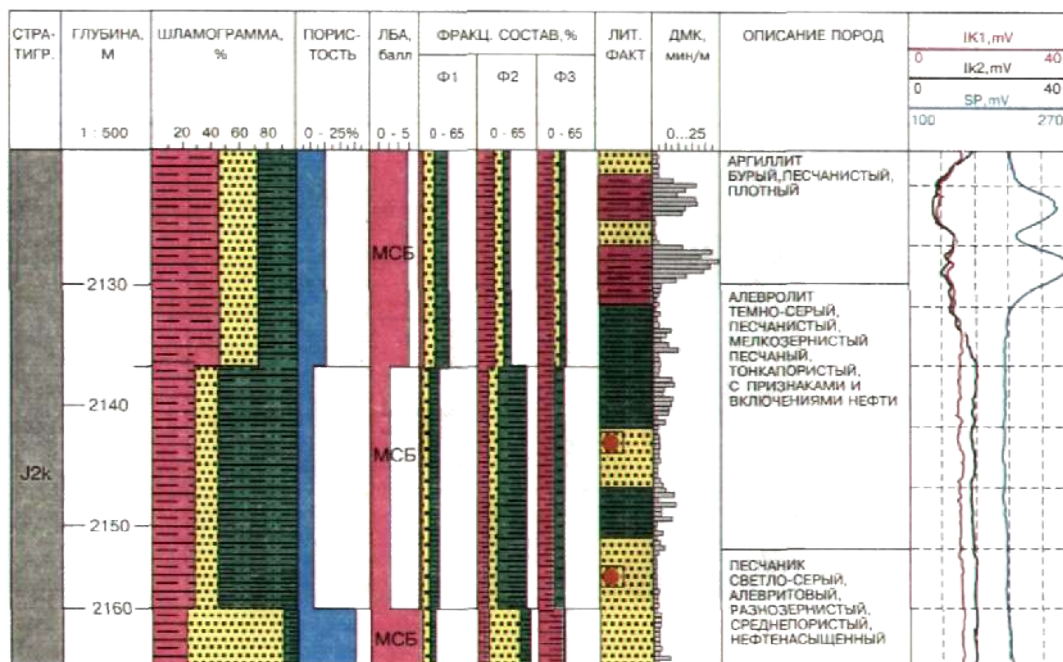
### ЛБА (люминесцентно-битуминологический анализ)

#### Интенсивность:

- 1 балл - одиночные точки
- 2 балл - "рваное" кольцо
- 3 балл - тонкое сплошное кольцо
- 4 балл - толстое кольцо
- 5 балл - сплошное пятно

#### Тип битумоида:

- ЛБ - легкий битумоид
- МБ - маслянистый битумоид
- МСБ - маслянисто-смолистый битумоид
- СБ - смолистый битумоид
- САБ - смолисто-асфальтеновый битумоид





## ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ 2130 - 2170 м

СТРАНА	<b>РОССИЯ</b>	ИСПОЛНИТЕЛЬ	<b>Сургутнефтегеофизика</b>
ЗАКАЗЧИК	<b>ОАО "СНГ"</b>	ЭКСПЕДИЦИЯ	<b>СУГР</b>
УБР	<b>СУБР-1</b>	ПАРТИЯ N	<b>8</b>
ПЛОЩАДЬ	<b>Федоровская</b>	ТИП СТАНЦИИ ГТИ	<b>Разрез-2</b>
СКВАЖИНА	<b>5470(Geos_Minsk)</b>	НАЧАЛЬНИК ПАРТИИ	<b>Живаев В.П.</b>
КУСТ	<b>620</b>	ОПЕРАТОРЫ	<b>Ильин, Яковлев, Протопопов</b>
ЦЕЛЬ БУРЕНИЯ	<b>Эксплуатационная</b>		
ТИП СКВАЖИНЫ	<b>Горизонтальная</b>		
ПРОЕКТНАЯ ГЛУБИНА	<b>2870 (м)</b>		

Форма: Хроматограф.FRM

### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: ПОРОДЫ

	Глина		Песчаник
---	-------	---	----------

