



# ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

Геолого-технологические  
исследования в скважинах

ТОМ 7

ОАО «Башнефтегеофизика»

**Геофизические исследования  
и работы в скважинах**

В 7 томах

Том 7

**Геолого-технологические  
исследования в скважинах**

УФА 2010

УДК 550.3  
ББК 26.21  
Г 35

Рекомендовано научно-техническим советом ОАО «Башнефтегеофизика»  
и НПФ «ГеоТЭК»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Я.Р. Адиев, генеральный директор ОАО «Башнефтегеофизика», канд. техн. наук; заместитель главного редактора – Г.З. Валеев, зам. генерального директора ОАО «Башнефтегеофизика», главный геолог; члены редакционной коллегии: Р.А. Валиуллин, д-р техн. наук, профессор; Р.Б. Булгаков, канд. техн. наук; В.М. Коровин, д-р техн. наук; Ш.Г. Шаисламов, канд. техн. наук; С.Н. Шматченко; Г.Г. Шаисламова (отв. секретарь).

Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 7. Геолого-технологические исследования в скважинах / Сост.: С.Н. Шматченко. – Уфа: Информреклама, 2010. – 248 с., ил.

ISBN 978-5-904555-19-1 (т. 7)  
ISBN 978-5-904555-12-2 (общий)

© ОАО «Башнефтегеофизика», составление, 2010  
© ООО «Информреклама», оформление, 2010

## *Уважаемые коллеги, друзья!*



Российская геофизика пришла в XXI век, пройдя большой и тернистый путь. Начавшийся в прошлом столетии научно-технический прогресс, затронул все сферы геофизики. Основой прогресса послужили новейшие открытия в фундаментальных науках и наступившая эра компьютерных технологий. Именно эти ключевые факторы коренным образом изменили

нефтегазовую геофизику. Ушли в далекую историю аналоговые каротажные станции, на смену «ручной» интерпретации пришла компьютерная обработка и интерпретация скважинных материалов, с появлением комплексных цифровых приборов изменились технологии проведения каротажа. В целях сокращения времени на принятие решений по скважине были успешно внедрены в повседневную практику современные системы связи, в том числе и спутниковые технологии. Повысился общий уровень достоверности и представительности выдаваемых геофизических заключений. В то же время объективные реалии современной геофизики таковы, что идет постоянный процесс расширения круга решаемых задач. В этих условиях задача подготовки и переподготовки кадров выходит на первый план. При этом мы столкнулись с отсутствием современной учебно-методической и специальной литературы в области геофизики, что и послужило поводом к подготовке данного издания. Пособия составлены ведущими специалистами ОАО «Башнефтегеофизика» и коллегами из Башкирского государственного университета, НПФ «Геофизика», ВНИИГИС, которые изложили материал в свете своего научно-производственного опыта и понимания проблем геофизики. Главной целью настоящего издания было, не претендуя на роль первооткрывателей, подготовить и издать учебно-методические пособия, которые охватили бы все сферы нефтегазовой геофизики и отображали бы новейшие достижения в отрасли. Учебные пособия предназначены для подготовки (адаптации, переподготовки) специалистов, получивших образование в ВУЗах и ССУЗах геофизического или близкого профиля. Надеемся, что изложенная информация будет полезной широкому кругу специалистов, а также студентам, магистрантам и аспирантам соответствующих специальностей. Издания не планируется использовать для коммерческого распространения.

*Главный редактор,  
генеральный директор  
ОАО «Башнефтегеофизика»,  
кандидат технических наук*

**Я.Р. Адиев**

# **ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ**

**в 7 томах**

## **Сводное оглавление издания**

**Том 1.** Промысловая геофизика

**Том 2.** Исследования геологического разреза скважин

**Том 3.** Исследования действующих скважин

**Том 4.** Контроль технического состояния скважин

**Том 5.** Вторичное вскрытие пластов и специальные операции

**Том 6.** Программно-управляемые и информационно-измерительные  
системы для ГИРС

**Том 7.** Геолого-технологические исследования в скважинах

## Оглавление

Введение .....	7
<b>Глава 1. Цели и задачи ГТИ .....</b>	<b>8</b>
<b>Глава 2. Аппаратные средства ГТИ .....</b>	<b>10</b>
§ 1. Способы получения информации ГТИ .....	10
§ 2. Приборы и аппаратура, используемые при геолого-геохимических исследованиях .....	11
§ 3. Приборы и аппаратура, используемые при газовом каротаже .....	24
§ 4. Датчики для автоматического измерения технологических параметров бурения .....	31
§ 5. Устройство сбора и передачи информации .....	45
§ 6. Станция ГТИ .....	50
§ 7. Программное обеспечение геолого-технологических исследований .....	52
<b>Глава 3. Геолого-геохимические исследования .....</b>	<b>56</b>
§ 1. Решения геологических задач .....	56
§ 2. Отбор и подготовка к исследованиям шлама и керна ..	58
§ 3. Привязка шлама к истинной глубине .....	59
§ 4. Фракционный анализ шлама .....	62
§ 5. Определение карбонатности пород .....	73
§ 6. Люминесцентно-битуминологический анализ .....	74
§ 7. Определение плотности горных пород .....	77
§ 8. Дополнительные исследования с использованием технологических параметров бурения .....	79
§ 9. Формирование планшета геолого-геохимических исследований .....	87
<b>Глава 4. Газовый каротаж .....</b>	<b>91</b>
§ 1. Газовый каротаж в процессе бурения .....	91
§ 2. Дегазация .....	92
§ 3. Методика регистрации .....	92
§ 4. Выделение пластов с аномальным газосодержанием ....	96
§ 5. Определение насыщенности пластов .....	101

§ 6. Метод флюидных коэффициентов .....	107
§ 7. Метод газового треугольника .....	110
<b>Глава 5. Технологические исследования .....</b>	<b>115</b>
§ 1. Контроль параметров .....	115
§ 2. Оптимизация процесса бурения .....	132
§ 3. Контроль давлений в скважине .....	139
§ 4. Вскрытие зон АВПД и оценка пластовых/поровых давлений по параметрам бурения .....	148
§ 5. Осложнения в процессе бурения скважин .....	159
<b>Глава 6. Технология производства работ .....</b>	<b>191</b>
§ 1. Организация работ .....	191
§ 2. Монтаж оборудования на скважине .....	192
§ 3. Порядок работы .....	199
§ 4. Обеспечение качества .....	201
§ 5. Правила безопасности при проведении ГТИ .....	203
<b>Глава 7. Метрологическое обеспечение ГТИ .....</b>	<b>208</b>
§ 1. Основные термины и понятия из области измерений .....	208
§ 2. Общий принцип (порядок) проведения калибровки ..	214
§ 3. Пример проведения калибровки .....	218
§ 4. Особенности калибровки технологических датчиков ..	223
§ 5. Калибровка хроматографа «Рубин» .....	230
Список принятых сокращений .....	237
Список условных обозначений .....	239
Список используемой литературы .....	242
Предметный указатель .....	244

## **ВВЕДЕНИЕ**

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований бурящихся скважин и предназначены для осуществления контроля процессов, происходящих в скважине на всех этапах ее строительства.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования по параметрам, измеряемым на поверхности.

ГТИ осуществляются специализированными партиями и отрядами в режиме круглосуточной работы на скважине.

Техническое обеспечение геолого-технологических исследований состоит из оборудования, размещенного непосредственно на буровой установке, и регистрирующей аппаратуры, находящейся в станции ГТИ.

Автор выражает благодарность кандидату технических наук М.Г. Лугуманову и П.П. Муравьеву за помощь, оказанную при составлении данного учебного пособия.

## ГЛАВА 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГТИ

Цель геолого-технологических исследований бурящихся скважин – изучение геологического разреза, вскрываемого скважиной, и достижение высоких технико-экономических показателей бурения.

Задачи ГТИ подразделяются на:

– *геологические:*

- а) оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- б) оперативное выделение пластов-коллекторов;
- в) определение характера насыщения пластов-коллекторов и оценка их емкостно-фильтрационных свойств;
- г) выявление реперных горизонтов;
- д) корректировка интервалов отбора керна, исследований ГИРС;

– *технологические:*

- а) оптимизация процесса углубления скважины;
- б) раннее обнаружение признаков осложнений и аварий при бурении и спускоподъемных операциях;
- в) управление доливом/вытеснением бурового раствора при СПО;
- г) контроль гидродинамических давлений в скважине;
- д) контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД;

– *информационные:*

- а) сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации;

- б) определение технико-экономических показателей бурения;
- в) распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- г) определение баланса времени работы буровой бригады (буровой установки), составление графика строительства скважины;
- д) подготовка и передача форм оперативной отчетности заказчикам в любом нужном им виде.

## **ГЛАВА 2. АППАРАТНЫЕ СРЕДСТВА ГТИ**

### **§ 1. Способы получения информации ГТИ**

Существуют четыре основных способа получения геолого-технологической информации:

1. Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, монтируемых непосредственно на территории буровой. В основном это технологические параметры бурения. Измеренные значения передаются по кабелю либо непосредственно в станцию ГТИ на компьютер, либо через специальное устройство – точку сбора. Дискретность регистрации задается программно.

2. Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся в станции ГТИ; это параметры газового каротажа.

3. Параметры измеряются вручную с помощью специальных приборов, находящихся в станции ГТИ. Измеренные значения заносятся вручную или автоматически (для компьютеризированных приборов) в программы для их обработки и визуализации. Это геологические параметры.

4. Параметры вычисляются с помощью аппаратно-программного комплекса ГТИ, расположенного в станции (вагоне-доме). Вычисляемые параметры могут быть технологическими, геологическими и параметрами газового каротажа.

## § 2. Приборы и аппаратура, используемые при геолого-геохимических исследованиях

Для решения геолого-геохимических задач в станции ГТИ используются следующие приборы и устройства:

- прибор для определения карбонатности горных пород по шламу и керну (карбонатомер);
- прибор для экспресс-определения плотности горных пород по шламу и керну (плотномер);
- прибор (анализатор) для экспресс-определения нефтебитумо-содержания шлама и керна;
- прибор (анализатор) для экспресс-определения пористости горных пород по шламу и керну;
- микроскоп;
- люминесцентная установка (люминоскоп);
- осушитель шлама тепловой;
- прибор для определения остаточной нефтеводонасыщенности керна и шлама;
- весы;
- сита фракционные.

### **Карбонатомер**

Прибор используется для определения минерального состава горных пород. Карбонатомер позволяет количественно измерить содержание кальцита, доломита и нерастворимого остатка в буровом шламе или керне.

Принцип работы карбонатомера основан на измерении давления углекислого газа, выделяющегося при взаимодействии измельченного образца горной породы (кern, буровой шлам) с разбавленной до 14% соляной кислотой.



При взаимодействии кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) с разбавленной соляной кислотой ( $\text{HCl}$ ) при температуре  $20^\circ\text{C}$  реакция протекает в течение 60 с по схеме:



При взаимодействии доломита  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  реакция протекает при температуре  $20^\circ\text{C}$  в течение 20–25 минут по схеме:



Величина избыточного давления углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ), выделяющегося при реакции с карбонатными минералами, будет прямо пропорциональна их количеству в исследуемом образце керна или шлама.

Измерение карбонатности пород проводится для каждой пробы породы, отобранной в процессе бурения.

Карбонатомер состоит из двух блоков: аналитического и измерительного. Аналитический блок включает реакционную камеру, в которую высыпается измельченная навеска горной породы и впрыскивается доза 14%-ной соляной кислоты вручную или автоматически, в зависимости от типа прибора. После соединения породы и кислоты начинается реакция с выделением углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ). Углекислый газ по трубке поступает под давлением в масляный разделитель, во избежание попадания паров соляной кислоты в преобразователь давления. Электрический сигнал, величина которого пропорциональна давлению в реакционной камере, по кабелю поступает в измерительный блок.

В измерительном блоке расположены блок питания и плата контроллера.

Плата контроллера предназначена для приема и усиления аналогового сигнала с датчика давления и преобразования его в цифровой через заданные промежутки времени (60 с, 2 минуты, 3 минуты и т. д. через минуту до 30 минут). Результат измерения может выводиться на цифровой индикатор прибора или непосредственно на компьютер для последующей обработки и визуализации.

### Плотномеры

Для определения плотности горных пород по шламу или керну используется два способа: пикнометрический и ареометрический.

Пикнометрический способ основан на сравнении массы определенного объема исследуемого образца с массой такого же объема воды при одинаковой температуре.

Для определения плотности пикнометрическим способом под микроскопом отбирается от 10 до 20 влажных частиц шлама основной породы с неразрушенной текстурой. После снятия избытка влаги фильтровальной бумагой исследуемый шлам помещается в сухой пикнометр и взвешивается на лабораторных весах с точностью 0,01 г. Пикнометр со шламом заливается дистиллированной водой и также взвешивается на лабораторных весах. Предварительно определенные константы пикнометра: масса сухого пикнометра и масса пикнометра с водой – позволяют произвести определение плотности шлама двумя взвешиваниями.

Значение плотности шлама рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ш} = \frac{P_{шл} - P}{P_в + (P_{шл} - P) - P_{шл.в}}, \quad (2.3)$$

где:  $\rho_{ш}$  – плотность шлама, г/см<sup>3</sup>;

$P_{шл}$  – масса пикнометра со шламом, г;

$P$  – масса сухого пикнометра, г;

$P_в$  – масса пикнометра с водой, г;

$P_{шл.в}$  – масса пикнометра со шламом и водой, г.

Для получения достоверных результатов температура заливаемой в пикнометр дистиллированной воды должна быть одинаковой (20 °С) при определении плотности шлама по всему исследуемому интервалу.

Ареометрический способ основан на известном законе Архи-



меда, согласно которому на тело, погруженное в жидкость, действует сила, равная весу вытесненной жидкости.

Для определения плотности горных пород по шламу и керну на скважине применяется ареометрический плотномер шлама (например, ПШ-1), представляющий собой ареометр, используемый в качестве чувствительных весов для взвешивания образца шлама в воздухе и воде.

Время измерения не должно быть более 5 минут.

Для определения плотности отбираются 3–5 влажных частиц шлама основной породы. Предварительно шлам должен быть отмыт от промывочной жидкости. Избыток влаги с образцов снимается фильтровальной бумагой. Размер каждого кусочка должен быть  $d = (3-7)$  мм. Предпочтительно отбирать кусочки породы кубической формы.

Делается два взвешивания: в воздухе и воде – и определяется плотность породы по формуле:

$$\rho_{ш} = \frac{l_1}{l_1 - l_2} \cdot \gamma_{ж}, \quad (2.4)$$

где:  $\rho_{ш}$  – плотность шлама, г/см<sup>3</sup>;

$l_1$  – отсчет по шкале (в делениях шкалы) при взвешивании образца в воздухе на чашке плотномера;

$l_2$  – отсчет по шкале при взвешивании образца в воде на плунжере плотномера;

$\gamma_{ж}$  – плотность жидкости, г/см<sup>3</sup>. Плотность дистиллированной воды равна 1, и поэтому  $\gamma_{ж} = 1$ .

Измерение плотности горных пород при помощи весов

Определение плотности горных пород возможно и при помощи весов. Оно основано на измерении массы пробы в воздухе и в воде. Отсчеты показаний в данном случае снимаются с электронного табло весов. Плотность горной породы рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ш} = \frac{m_1}{m_1 - m_2} \cdot \gamma_{ж}, \quad (2.5)$$

где:  $\rho_{ш}$  – плотность шлама, г/см<sup>3</sup>;

$m_1$  – масса шлама в воздухе, г;

$m_2$  – масса шлама в воде, г;

$\gamma_{ж}$  – плотность дистиллированной воды, г/см<sup>3</sup>.

Этот способ дает ряд преимуществ при измерении плотности горных пород по сравнению с плотномером, описанным выше:

- значительно уменьшаются погрешности измерения за счет снятия показаний измерений с электронного табло весов (устраняется визуальная ошибка, которая присутствует при снятии отсчета с мерной линейки). Сокращается время измерения для одной пробы;

- уменьшается расход дистиллированной воды;

- нет стеклянных, бьющихся емкостей, что дает преимущества при транспортировке и работе (в качестве емкости для дистиллированной воды можно использовать любую подходящую посуду).

### **Анализатор нефтебитумосодержания образцов керн и шлама**

Прибор предназначен для измерения концентрации нефти и битумов в образцах горных пород. Работа прибора основана на принципе концентромера. Навеска анализируемой породы, массой примерно 0,5 г, обрабатывается растворителем нефтепродуктов, например четыреххлористым углеродом. Раствор получается разной степени окрашенности, пропорционально наличию нефти или битумоидов в породе. Этот раствор помещается в специальную кювету, а кювета помещается в концентромер. Производится замер, результаты которого высвечиваются на табло прибора. Возможен вариант приборов с обработкой и выводом результатов с помощью компьютера.

В состав анализатора входят ИК-концентромер и устройство экстракции.



Работа концентромера основана на явлении поглощения электромагнитного излучения определенной длины волны ( $\lambda = 3,42$  мкм) углеводородами, полученными в результате экстракции измельченной горной породы четыреххлористым углеродом, причем интенсивность поглощения зависит от количественного содержания углеводородов в образце горной породы.

В концентромере используется классический двухволновый метод. В качестве измерительной длины волны используется излучение  $\lambda_{\text{изм}} = 3,42$  мкм, в качестве опорной длины волны  $\lambda_{\text{опор}} = 3,00$  мкм.

Отношение интенсивности световых потоков с измерительной и опорной длинами волн, прошедших через кювету с экстрактом, дает величину, пропорциональную концентрации нефтепродуктов в исследуемом образце. Вывод о концентрации нефтепродуктов в четыреххлористом углероде делается на основании вычисления отношения интенсивности световых потоков с измерительной и опорной длинами волн, прошедших через исследуемую пробу.

Значение концентрации нефтепродуктов вычисляется с помощью микроконтроллера. Окончательный результат:

- содержание нефти в экстракте, мг/см<sup>3</sup>;
- содержание нефти в экстракте, мг;
- концентрация нефти в 1 г породы, мг/г;
- концентрация нефти в 1 дм<sup>3</sup> породы, г/дм<sup>3</sup>;
- объем нефти в 1 дм<sup>3</sup> породы, см<sup>3</sup>;
- коэффициент нефтенасыщенности, %.

На станциях ГТИ применяются приборы типа ИКН-025 производства НПФ «Геофизика», АН-1 производства ОАО «НПП «ГЕРС».

### **Анализатор плотности и пористости горных пород по шламу и керну**

Плотность и пористость горных пород являются одними из наиболее

лее важных характеристик геологического разреза. И если плотность горных пород по шламу можно определить разными способами, то получить измеренную, а не расчетную пористость с помощью экспресс-анализа непосредственно на скважине в процессе бурения гораздо сложнее. Описываемое устройство и позволяет это сделать.

Анализатор является автономным устройством и предназначен для измерения открытой пористости, объемной и минералогической плотности горных пород по шламу и керну.

В состав анализатора входят:

- анализатор влажности (влажномер);
- устройство для гидростатического взвешивания;
- устройство насыщения.

Работа влагомера основана на сушке влажного образца горной породы (кern, шлам) до постоянной массы при заданной температуре нагрева с измерением массы и объема влажного и сухого образцов.

Анализатор влажности представляет собой термогравиметрическое устройство, предназначенное для одновременной сушки и взвешивания образцов горной породы. Прибор может работать как в режиме сушки плюс взвешивание, так и в режиме только взвешивания. Вес образца выводится на цифровой индикатор в граммах.

Высушивание пробы производится при заданной температуре и в течение заданного интервала времени. Необходимые температура и продолжительность сушки регулируются программно.

Режимы сушки задаются оператором с помощью панели управления.

Поддержание заданной температуры в сушильной камере обеспечивается трактом автоматического регулирования, включающим в себя датчик температуры, терморегулятор и инфракрасный нагреватель.

Устройство гидростатического взвешивания предназначено для измерения объема влажного образца горной породы, путем последовательного взвешивания образца в воздухе и в воде.



Устройство насыщения предназначено для насыщения образцов горных пород (шлам, керн) водой под вакуумом. Насыщение образцов производится в том случае, если после отбора проб прошло значительное время и они потеряли часть влаги и стали сухими. Если исследования производятся сразу же после отбора шлама или подъема керна, то насыщение водой не производится.

Для определения плотности и пористости горных пород отбираются насыщенные водой образцы керна или бурового шлама массой до 30 г (оптимальная масса 10 г). Высота образца не должна превышать 25 мм, во избежание повреждения нагревательного элемента и датчика температуры. Перед проведением измерений керн и буровой шлам промываются водой, излишки влаги удаляются фильтровальной бумагой.

Если образцы керна и шлама сухие, производится их насыщение. Затем:

- 1) влажный образец помещается в контейнер;
- 2) на электронных весах взвешивается контейнер с образцом шлама так, чтобы контейнер с образцом и дужка контейнера были в воде; определяется масса контейнера с насыщенным образцом в воде;
- 3) образец (шлам, керн) извлекается из емкости с водой, высыпается или переносится на фильтровальную бумагу для удаления поверхностной влаги с образца и контейнера;
- 4) контейнер с насыщенным образцом помещается на чашку весов, измеряется масса контейнера с насыщенным образцом в воздухе;
- 5) образцы высушиваются и определяются показания величины массы сухого образца с контейнером в воздухе.

Расчет значений открытой пористости, объемной и минералогической плотности горных пород производится по нижеприведенным формулам.

Расчет открытой пористости:

$$K_n = \frac{(m_n - m_c)\gamma_v}{V} \cdot 100 \%, \quad (2.6)$$

где:  $m_n$  – масса насыщенного образца, г;

$m_c$  – масса сухого образца, г;

$\gamma_v$  – объемная плотность воды, г/см<sup>3</sup>;

$V$  – объем влажного образца, см<sup>3</sup>.

Масса насыщенного образца будет равна:

$$m_n = m_1 - m_0, \quad (2.7)$$

где:  $m_1$  – масса контейнера с насыщенным образцом в воздухе, г;

$m_0$  – масса контейнера в воздухе, г.

Масса сухого образца будет равна:

$$m_c = m_2 - m_0, \quad (2.8)$$

где  $m_2$  – масса контейнера с сухим образцом в воздухе, г.

Объем влажного образца рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{m_n - (m_3 - m_4)}{\gamma_v}, \quad (2.9)$$

где:  $m_3$  – масса контейнера с насыщенным образцом в воде, г;

$m_4$  – масса контейнера в воде, г; ( $\gamma_v = 1$  г/см<sup>3</sup> при  $t^\circ$  воды 20 °С).

Значения массы контейнера в воздухе ( $m_0$ ) и в воде ( $m_4$ ) постоянны для применяемого контейнера и измеряются один раз в начале работы.

Объемную плотность образца рассчитывают по формуле:

$$\rho_w = \frac{m_c \gamma_a}{V}, \quad (2.10)$$

где  $\gamma_a$  – плотность насыщающей образец воды.

Минералогическую плотность образца рассчитывают по формуле:

$$\rho_w = \frac{m_c \gamma_a}{V_c}, \quad (2.11)$$

где  $V_c$  – объем сухого образца, равный:



$$V_c = V - \frac{m_n - m_c}{\gamma_v}. \quad (2.12)$$

На станциях ГТИ применяются приборы ПЭ-2 разработки НПФ «Геофизика» и АП-1 производства ОАО «НПП «ГЕРС».

### **Микроскоп**

Микроскоп используется в станции ГТИ для визуального исследования шлама и образцов керна. С его помощью делается детальное описание пород, из которых состоит образец, определяется его структура, текстура, цвет и т. д.

Делается предварительное заключение по составу пород, которое в дальнейшем уточняется с помощью других приборов.

В настоящее время в ГТИ применяются современные стереоскопические микроскопы со специальной круговой подсветкой. Для документирования изображений шлама и образцов керна применяется специальная микрофотоустановка, обеспечивающая качественное цифровое изображение пород разреза. Цифровое фотографирование шлама и керна дает возможность составить библиотеку изображений пород для скважины, площади, месторождения и т. д.

Микрофотоустановка состоит из микроскопа, микрофотоустройства, кольцевого волоконного осветителя с осветительным блоком, фотонасадки и цифровой фотокамеры. Микроскоп дает увеличенное изображение исследуемых образцов в пределах от 4,6 до 100 крат. Для получения яркого бестеневого и равномерного освещения исследуемого объекта применяется кольцевой волоконный осветитель.

Микрофотоустройство устанавливается между корпусом с барабаном и бинокулярной насадкой микроскопа. На втулку устройства устанавливается окуляр 8×, а на окуляр – цилиндрическая насадка с гнездом для объектива фотоаппарата.

Пример фотографии пробы шлама для документирования разреза приведен на рис. 2.1.



Рис. 2.1. Фотография пробы шлама через микрофотоустройство

### **Люминоскоп**

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на использовании свойств нефтяных битумоидов люминесцировать (светиться) под действием ультрафиолетовых лучей. Цвета свечения могут быть различными в зависимости от качественного и количественного состава нефтей и битумоидов, находящихся в пробе породы.

В качестве источника ультрафиолетовых лучей используется кварцево-ртутная лампа, снабженная светофильтром, отфильтровывающим все видимые лучи и пропускающим только ультрафиолетовые.

В станциях ГТИ применяются люминоскопы типа «Филин», «Луч» и др., принцип работы которых идентичен. Приготовленные листы фильтровальной бумаги с пятнами от растворенных хлороформом битумоидов помещаются в камеру установки. Интенсивность свечения оценивается визуально через окуляр. Фильтровальная бумага с указа-



нием номера скважины, даты и глубины, с которой был отобран шлам, сохраняется до конца бурения скважины.

Для повышения объективности оценки результатов битуминологического анализа и их документирования возможно фотографирование свечения образцов с сохранением базы снимков в цифровом виде. Для микрофотодокументирования применяется специальная приставка, которая монтируется на окуляр.

Пример фотографий капиллярных вытяжек приведен на рис. 2.2.

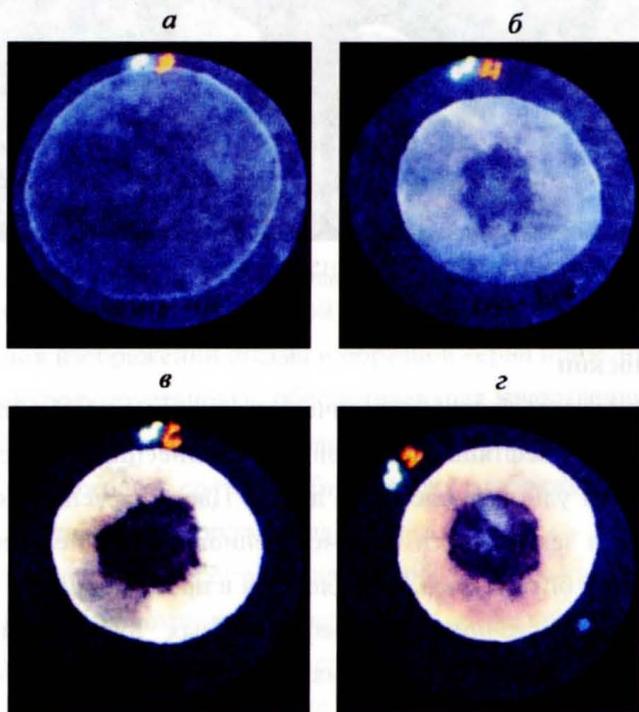


Рис. 2.2. Фотография капиллярных вытяжек  
*а* – низкое содержание битумоида (2 балла);  
*б* – среднее содержание битумоида (3 балла);  
*в, г* – высокое содержание битумоида (4 балла)

### **Осушитель шлама тепловой**

Осушитель шлама тепловой предназначен для экстренной осушки проб бурового шлама в полевых и стационарных лабораториях. Принцип действия прибора – осушка бурового шлама потоком нагретого воздуха.

Осушитель состоит из металлического корпуса, в котором установлены камера осушки, нагревательный элемент, сита для шлама с диаметром отверстий 1 мм.

### **Прибор для определения остаточной нефтеводонасыщенности керна и шлама**

Прибор предназначен для извлечения подвижных флюидов из образцов горных пород при их термостатическом нагреве с целью оценки остаточной нефтеводонасыщенности керна и шлама.

Принцип действия прибора основан на вытеснении жидкости из пор образца горной породы за счет избыточного давления, возникающего при термостатическом нагреве, конденсации паров в трубке при охлаждении, сепарации конденсата по плотности в пробоотборнике и измерении объемов образовавшихся фракций (вода, нефть).

На станциях ГТИ применяются приборы типа АДЖ-1, УДЖ-7.

### **Сита фракционные**

Сита фракционные предназначены для разделения шлама по фракциям и просеивания порошков породы. Диаметр отверстий: от 0,25 до 10,0 мм.

### **Весы**

Весы торсионные и технические предназначены для взвешивания навесок шлама. Диапазон измерения: от 0 до 500 мг и от 0 до 1000 г соответственно.



### § 3. Приборы и аппаратура, используемые при газовом каротаже

К аппаратуре, обеспечивающей проведение газового каротажа, относятся:

- хроматограф высокочувствительный автоматизированный;
- дегазатор;
- генератор водорода;
- компрессор;
- вакуумный насос;
- блок осушки газа (БОГ);
- газоздушная линия (ГВЛ).

#### **Хроматографы**

Хроматографы в станции ГТИ предназначены для экспрессного анализа газовых смесей на содержание предельных углеводородов от метана ( $C_1$ ) до гексана ( $C_6$ ).

Метод газовой хроматографии основан на различной скорости прохождения каждой из компонент газо-воздушной смеси (ГВС) через слой сорбирующего вещества. Прохождение углеводородной смеси обеспечивается с помощью газа-носителя, инертного к детектору. Вследствие разницы в скоростях углеводородные компоненты последовательно попадают на детектор, определяющий их абсолютную концентрацию в потоке газа-носителя.

В газокаротажных станциях хроматографическая аппаратура появилась в начале 60-х годов. Это были хроматермографы типа ХТ-2М, в качестве газа-носителя использовался воздух, детектор – термохимический с платиновыми нитями, разделительная колонка представляла собой трубку, наполненную окисью алюминия в качестве адсорбента.

Данный хроматермограф обладал низкой чувствительностью ( $10^{-2}$ ), что не удовлетворяло требованиям газометрии промысловых жидкостей. Для устранения этого недостатка был создан и серийно выпускался много лет полевой хроматермограф ХГ-1Г с пламенно-ионизационным детектором. Он обеспечил точность измерения до  $10^{-4}\%$  для шести предельных углеводородных компонент  $C_1-C_6$ . Хроматермограф ХГ-1Г работал на автоматических газокаротажных станциях АГКС-4АЦ, а затем и в первых серийно выпускаемых станциях ГТИ – СГТ.

Принципиальная схема работы хроматермографа представлена на рис. 2.3.



Рис. 2.3. Принципиальная схема работы хроматермографа



В настоящее время используются хроматографы с термо-каталитическим и пламенно-ионизационным типами детекторов.

Принцип работы термокаталитического детектора заключается в изменении температуры платиновой проволоки, нагретой электрическим током при беспламенном каталитическом сжигании у ее поверхности УВ и других горючих газов. Примером современных хроматографов, работающих на термокаталитических детекторах, могут являться хроматографы «Геопласт», «Хромопласт» и др.

Пламенно-ионизационный детектор (ПИД) является на настоящее время самым чувствительным детектором, применяемым при газовом каротаже. Принцип его действия основан на ионизации молекул углеводородных компонент с помощью водородного пламени и измерении ионизационного тока, пропорционального количеству образовавшихся ионов. Этот метод измерения имеет чувствительность  $10^{-4}$ – $10^{-5}$  %. Примером современного хроматографа, работающего на пламенно-ионизационном детекторе, является хроматограф «Рубин», которым оснащены станции ГТИ «Геотест-5», производства ОАО НПФ «Геофизика».

Основными узлами хроматографа «Рубин» являются: пламенно-ионизационный детектор, дозатор, клапаны, хроматографическая колонка с узлами контролируемого нагрева и охлаждения, модуль микроэлектроники (АЦП). Разделительная колонка представляет собой заполненную сорбентом металлическую трубку, выполняющую роль электронагревательного элемента, обеспечивающего нагрев сорбента по заданной программе. При исследовании газовой смеси автоматически контролируются параметры работы хроматографа и на основании полученных параметров происходит коррекция тока и температуры нагрева колонки по определенному алгоритму. Таким образом, обеспечивается стабильная работа хроматографа при изменении температуры окружающей среды и значительных колебаниях электрической сети (что характерно для работы в полевых условиях). Количество отбираемой для анализа дозы газовой смеси

си может варьироваться либо программно (изменением времени продувки дозирующей трубки), либо аппаратно (путем установки трубки отбора дозы необходимого объема).

Все современные хроматографы полностью автоматизированы, работают под аппаратно-программным управлением, имеют небольшие размеры, удобны в использовании.

Требования, предъявляемые к полевым хроматографам, используемым для решения задач ГТИ:

– анализируемые углеводородные компоненты:  $\text{C}_1\text{H}_4$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6$ ;  $\text{C}_3\text{H}_8$ ;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ;  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ;  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  и более;

– чувствительность по метану: не хуже  $10^{-5}\%$ ;

– верхний предел исследуемых концентраций: 100%;

– продолжительность цикла анализа от  $\text{C}_1$  до  $\text{C}_6$ : не более 100 с;

Хроматограф должен обеспечивать следующие режимы работы:

– ручной (разовые пробы);

– непрерывный;

– временной (запуск через определенный интервал времени);

– по метке глубины (запуск через определенный интервал глубины).

Программное обеспечение должно выполнять:

– калибровку хроматографа;

– настройку режимов работы хроматографа;

– настройку параметров цикла анализа;

– расчет концентраций углеводородных компонент и суммарной концентрации углеводородов в пробе;

– регистрацию, визуализацию и вывод на печать данных хроматографического анализа газа.

### **Дегазаторы**

*Желобные дегазаторы непрерывного действия*

Наиболее распространенной моделью дегазатора непрерывного



действия (ДНД) при газовом каротаже является поплавковый (пассивный) дегазатор. Поплавковый дегазатор состоит из корпуса рабочей камеры, выполненного из нержавеющей стали и смонтированного на пенопластовые или из нержавеющей стали поплавки, на которых он плавает в потоке промывочной жидкости в желобе. Поплавковый дегазатор устанавливается у устья скважин и фиксируется в желобе с помощью растяжек. Для повышения газоотдачи промывочной жидкости возможна установка специальных штырей или пластин с прорезями, которые погружаются в жидкость и способствуют ее разбрызгиванию. Суммарная степень дегазации весьма мала и не превышает  $C_{\text{дсумм}} = 0,01-0,02\%$ .

Повысить суммарную степень дегазации можно с помощью дегазаторов с принудительным дроблением потока. В дегазаторах принудительного действия в рабочей камере устанавливается вращаемый электродвигателем ротор с лопастями, лопасти разбрызгивают раствор, повышая таким образом степень отдачи газа.

Рабочая камера выполняется в виде цилиндра с отверстиями для входа и выхода промывочной жидкости. Конструкция дегазатора позволяет изменять угол наклона лопастей с целью изменения степени дробления потока в зависимости от вязкости промывочной жидкости без изменения скорости вращения электродвигателя. Величина  $C_{\text{дсумм}}$  при этом достигает от 2 до 5%.

#### *Дегазаторы эпизодического действия*

Дегазаторы эпизодического действия применяются при необходимости увеличить процент отдачи газа из промывочной жидкости. Сделать это можно несколькими способами:

- термическим нагревом;
- под действием создаваемого в рабочей камере дегазатора вакуума;
- под комбинированным воздействием нагрева дегазируемой пробы

ПЖ и извлечения из нее газовой смеси под действием воздуха (термовакuumные дегазаторы (ТВД)).

ТВД предназначен для глубокой дегазации проб промывочной жидкости и шлама с целью определения газонасыщенности проб промывочной жидкости, бурового шлама и калибровки желобного дегазатора.

Высокая степень дегазации ПЖ и шлама достигается за счет создания разряжения 0,09 МПа в системе и нагрева пробы до температуры 90–100 °С.

Время дегазации пробы не должно быть более 15 минут. Температура нагрева пробы 90–100 °С.

Дегазация промывочной жидкости, шлама и керна с помощью термовакuumного дегазатора сводится к следующему. Проба засыпается в пробоотборник, герметизируется пробкой и помещается в термостат ( $t \approx 95$  °С) на 10–15 минут.

После удаления воздуха из соединительных шлангов и вакуумирования газоизмерительного цилиндра последний соединяется с пробоотборником, после чего измеряется объем выделившегося газа.

Выделившийся газ отбирается шприцем и производится анализ с помощью хроматографа. После определения состава газа определяется газонасыщенность пробы (ПЖ, шлам, керн) и относительный состав УВГ. Газонасыщенность ПЖ (шлама) углеводородным газом рассчитывается по формуле:

$$q = 10^{-2} \cdot \frac{V_r \cdot \sum_{n=1}^{n-m} C_n}{V_{\text{ж}}}, \quad (2.13)$$

где:  $V_r$  – объем выделившегося из пробы газа, см<sup>3</sup>;

$\sum_{n=1}^{n-m} C_n$  – суммарное содержание УВГ в выделившейся из пробы газовой смеси;

$m$  – число анализируемых компонентов;

$V_{\text{ж}}$  – объем пробы ПЖ (шлама), газа, л.



### **Газовоздушная линия (ГВЛ)**

Газовоздушная линия предназначена для транспортировки газовоздушной смеси, отбираемой дегазатором непосредственно на выходе из скважины, в блок газоанализатора (хроматографа), находящегося в станции ГТИ.

Основные требования к ГВЛ:

1. Материалы, из которых она изготавливается, должны быть с низкой сорбирующей способностью к тяжелым углеводородам. Рекомендуется использовать фторопласт, нержавеющую сталь, хлорвинил + силикон. Применение полиэтилена запрещается.
2. При температуре окружающей среды ниже плюс 5 °С рекомендуется применение обогреваемой ГВЛ, при этом ее температура не должна быть ниже температуры выходящей из скважины промысловочной жидкости.

### **Блок осушки газа (БОГ)**

Блок осушки газа предназначен для осушки водорода и воздуха, применяемых для работы газоанализатора. Водород и воздух проходят через емкости, наполненные сорбентом (силикогелем), который поглощает излишки влаги. В блоке имеется индикатор, который сигнализирует своим цветом (от синего до белого) о необходимости осушки самих сорбентов.

### **Компрессор**

Компрессор является электромеханическим изделием и предназначен для получения сжатого воздуха без примесей масла.

Компрессор состоит из следующих основных узлов:

- 1) компрессорная группа – поршневого типа, одноступенчатая, одноцилиндровая с воздушным охлаждением, безмасленная;
- 2) ресивер предназначен для накопления сжатого воздуха;

3) редуктор предназначен для снижения выходного давления воздуха в диапазоне от 0 до 8 атм.

### **Вакуумный насос**

Вакуумный насос предназначен для транспортировки газозо-воздушной смеси (ГВС) по ГВЛ от устья скважины до газо-анализатора.

## **§ 4. Датчики для автоматического измерения технологических параметров бурения**

Датчики технологических параметров, используемые в станции ГТИ, являются одной из самых важных составных частей станции. От точности показаний и надежности работы датчиков во многом зависит эффективность работы службы ГТИ при решении задач по контролю и оперативному управлению процессом бурения. Каждый датчик должен обеспечивать измерение соответствующего параметра с указанной точностью и иметь на выходе цифровой или стандартный аналоговый сигнал. Технические характеристики приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

### **Технические характеристики датчиков**

<b>Название датчика</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Диапазон измерений</b>	<b>Погрешность, не хуже</b>	<b>Разрешение, не хуже</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Датчик положения талевого блока (глубиномер)	м	0–50 м	0,01 м	0,01 м



1	2	3	4	5
Датчик веса на крюке	тс	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)	±1%	0,01 тс
Датчик давления промывочной жидкости в нагнетательной линии	МПа	0–25 МПа 0–40 МПа	±1%	0,1 МПа
Датчик давления промывочной жидкости в обсадной колонне (затрубное давление)	МПа	0–100 МПа	±1%	0,25 МПа
Датчик ходов насоса	ход./мин	0–200 ход./мин	±1%	1 ход./мин
Датчик расхода промывочной жидкости на входе	л/с	0–60 л/с	±2,5%	1 л/с
Датчик расхода промывочной жидкости на выходе (индикатор потока промывочной жидкости)	л/с	0–100%	–	–

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5
Датчик уровня промывочной жидкости	м	0–2,0 м 0–5,0 м	±1%	0,01 м
Датчик плотности промывочной жидкости на входе в скважину	г/см <sup>3</sup>	0,8–2,5 г/см <sup>3</sup>	±1%	0,01 г/см <sup>3</sup>
Датчик плотности промывочной жидкости на выходе из скважины	г/см <sup>3</sup>	0,8–2,5 г/см <sup>3</sup>	±1%	0,01 г/см <sup>3</sup>
Датчик температуры промывочной жидкости	°С	0–100 °С	±1%	0,2 °С
Датчик скорости вращения ротора (при роторном бурении)	об./мин	0–350 об./мин	±1%	1 об./мин
Датчик крутящего момента на роторе	тс·м	0–5,0 тс·м	±2,5%	0,2 тс·м
Датчик положения клиньев	атм.	0–10 атм	–	–
Датчик электропроводности промывочной жидкости на входе и выходе скважины	ом·м	0–10 ом·м	±2,5%	0,1 ом·м

### Датчик положения талевого блока (глубиномер)

Знание текущей глубины скважины является необходимым при проведении геолого-технологических исследований, так как все остальные параметры должны быть измерены или рассчитаны в функ-



ции глубины. Датчик используется для определения или вычисления многих параметров: положения тальблока относительно стола ротора, глубины скважины, положения долота в скважине относительно забоя, механической скорости проходки скважины, скорости спуско-подъемных операций.

В настоящее время в ГТИ широко применяются два вида датчиков:

1. Датчик измерения углового перемещения вала барабана буровой лебедки. Датчик представляет собой угловой преобразователь положения вала лебедки в дискретные сигналы импульсов глубины. Так как существует зависимость углового перемещения вала буровой лебедки от диаметра намотанного на барабан каната, требуется коррекция вычисляемого параметра на изменение диаметра барабана лебедки при смотке (намотке) троса.

2. Датчик измерения скорости вращения тихоходного ролика кронблока (второго от неподвижного ролика ветви «мертвого» конца талевой системы). Датчик представляет собой угловой преобразователь положения ролика кронблока в дискретные сигналы импульсов глубины. Коррекция не требуется.

### **Датчик веса на крюке**

В связи с тем что механическая скорость бурения в значительной степени зависит от нагрузки на долото, для обеспечения оптимальной проходки необходимо постоянно контролировать нагрузку. Уменьшение нагрузки приводит к снижению скорости проходки, а чрезмерное увеличение – к поломке бурильных труб, долота, искривлению ствола скважины. Нагрузку на долото определяют как разницу между весом свободно висящей бурильной колонны и весом на крюке во время бурения.

Датчик веса на крюке измеряет вес бурильного инструмента, находящегося в скважине, затем по значению веса на крюке и веса инструмента рассчитывается нагрузка на долото. Вес на крюке определяется путем

измерения натяжения неподвижного («мертвого») конца талевой системы, соединенного с краном через систему полиспастов.

На практике используются гидравлические и электрические датчики веса.

1. Гидравлический датчик веса (ГИВ) состоит из гидравлического трансформатора давления, манометра, регистрирующего прибора, емкости с краном. Принцип работы датчика заключается в следующем: трансформатор давления преобразует растягивающую силу на «мертвом конце» талевого каната в давление, пропорциональное силе растягивания.

2. Электрический датчик состоит из балки, в которую вмонтирован тензометрический элемент, и блока усиления. Неподвижный конец талевой системы, изогнутый между опорами балки, при увеличении нагрузки пытается выпрямиться, тем самым изгибает балку с тензодатчиком. Сигнал с тензодатчика поступает в блок усиления, в котором формируется выходной сигнал датчика.

Датчик крепится на неподвижном конце талевого каната выше механизма крепления каната на расстоянии 0,5–1,5 м при разгруженной талевой системе.

3. Вес на крюке можно определить и другим методом: по углу поворота первого (неподвижного) ролика кронблока, связанного с неподвижным концом талевой системы, за счет растяжения ее закрепленной ветви 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 и датчика глубины.

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



### **Датчик давления промывочной жидкости в нагнетательной линии**

Одним из важнейших параметров промывки скважины является давление нагнетания промывочной жидкости (давление на входе в скважину). Контроль изменения давления позволяет судить о работе насосов и всей циркуляционной системы, эффективности промывки скважины.

Значения давления на входе также используются для определения реального давления на забой и стенки скважины, определения аварийных ситуаций, связанных с состоянием бурильного инструмента или осложнениями.

Датчик измеряет давление промывочной жидкости в нагнетательной линии независимо от собственной системы измерения давления на буровой установке. Принцип работы – преобразование давления жидкости в электрический сигнал при помощи тензодатчика.

Датчики давления промывочной жидкости на входе в скважину могут монтироваться в специальный стандартный стакан, сваренный на стояке манифольда (или в напорную линию между двумя насосами) и через специальный тройник на стояке манифольдной линии к манометру. Датчики давления должны иметь средоразделитель, заполненный маслом или кремнийорганической жидкостью, не замерзающими при температуре до минус 55–60 °С.

### **Датчик давления промывочной жидкости в обсадной колонне (затрубное давление)**

Затрубное давление необходимо знать для определения герметичности колонн после спуска их в скважину. Датчик монтируется в выкидную линию превентора. Давление в колонне измеряется при закрытом превенторе. Принцип работы аналогичен датчику давления промывочной жидкости в нагнетательной линии.

### **Датчик расхода промывочной жидкости на входе**

Один из важнейших параметров промывки скважины – расход бурового раствора. Контроль за ним на выкиде насосов (на входе в скважину) и на выходе из скважины позволяет определить ранние признаки возникновения нефтегазоводопроявлений или поглощений промывочной жидкости, их интенсивность, определить моменты вскрытия пластов-коллекторов и т. д. При турбинном бурении расход промывочной жидкости характеризует режим бурения, знание его необходимо для оценки процесса разрушения горных пород и эффективности работы забойного двигателя.

В настоящее время широкое применение получили ультразвуковой и электромагнитный датчики измерения расхода.

1. Ультразвуковой датчик измеряет расход промывочной жидкости в нагнетательной линии высокого давления и не требует при этом врезки в линию высокого давления. Принцип действия датчика основан на эффекте Доплера (изменение воспринимаемой частоты колебаний, обусловленное движением среды, в которой распространяются колебания). Ультразвуковой расходомер состоит из накладного датчика и преобразовательного блока.

2. Электромагнитный датчик измеряет расход промывочной жидкости в нагнетательной линии или во всасывающих линиях насоса (для электропроводящих растворов). Электромагнитный расходомер состоит из датчика и преобразовательного блока. Принцип действия электромагнитного расходомера основан на явлении электромагнитной индукции.

### **Датчик ходов насоса**

В процессе бурения контроль расхода промывочной жидкости может производиться не только с помощью специального датчика, но и с использованием датчика числа двойных ходов бурового на-



сосу в единицу времени. При этом имеется в виду, что геометрические размеры цилиндров бурового насоса и величина хода поршня известны, а коэффициент наполнения стабилен. На практике коэффициент наполнения зависит от многих факторов, например: свойств промывочной жидкости, технического состояния насосов и т. д., – поэтому он может колебаться в некоторых пределах. Исходя из вышеизложенного, расчет расхода промывочной жидкости с помощью измеренного числа ходов насоса не может быть точным. Однако этот параметр может использоваться и с целью контроля работы насосов, расчета общей наработки насосов и т. д.

Принцип работы датчика: основным исполнительным узлом датчика ходов насоса является индуктивный датчик, который срабатывает от приближения металла (вал или поршень насоса), выдавая импульсы, кратные ходам насоса. Устанавливается на одном, двух или трех насосах (в зависимости от их числа на буровой установке) при использовании дизельного привода или регулируемого электропривода. Место установки датчика (счетчика) – станина бурового насоса у плунжерного окна. Крепление осуществляется с помощью струбцины. Монтаж производится при остановленных насосах. Измерению подлежит число двойных ходов каждого насоса в единицу времени (ходы в минуту). При работе двух или трех насосов производится суммирование ходов насосов. При использовании синхронного электропривода датчики (счетчики) числа ходов насоса не устанавливаются, так как число ходов для них постоянно.

### **Датчик расхода промывочной жидкости на выходе (индикатор потока промывочной жидкости)**

Используется для контроля промывки, для определения зон поглощения или проявления пластового флюида путем сравнения значений с данными расхода на входе.

В настоящее время наиболее часто используются два вида датчиков.

1. Датчик, с помощью которого поток промывочной жидкости измеряется по углу отклонения измерительной лопатки. Конструктивно датчик потока состоит из устройства передачи отклонения измерительной лопатки и корпуса электронного блока. Основным исполнительным узлом датчика потока является преобразователь «угла поворота в напряжение». Устанавливается в желобе на выходе из скважины. Фактически датчик является индикатором потока промывочной жидкости при выходе его из скважины в желоб, измеряется в условных единицах (%).

Так как датчик является индикатором, то для обеспечения более точного измерения скорости потока раствора из скважины необходима градуировка в единицах расхода (л/с) при известном расходе раствора на входе, постоянной компоновке бурового инструмента и обсаженном стволе скважины.

2. Ультразвуковой накладной расходомер на разъемном устье или на заполненном участке выкидной трубы.

### **Датчик уровня промывочной жидкости**

Датчик используется для определения уровня промывочной жидкости, расчета объема промывочной жидкости в каждой емкости и суммарного объема в емкостях. Знание объемов промывочной жидкости в емкостях необходимо для контроля промывки скважины, для раннего обнаружения осложнений, связанных с геологическим строением разреза и с состоянием ствола скважины.

Уровни промывочной жидкости должны непрерывно измеряться во всех рабочих емкостях (количество их на скважинах колеблется от 2 до 6), в доливочной емкости, которая используется при СПО, и в емкости под виброситом (ЦСГО).



Существуют разные методы измерения уровня в емкостях:

- 1) по перемещению поплавка;
- 2) ультразвуковой метод.

Конструктивно датчики уровня поплавкового типа могут быть выполнены либо в металлическом корпусе, где размещен преобразователь «угла поворота в напряжение», либо в виде герметичной штанги, по которой двигается поплавок с магнитом. Штанга изготовлена из немагнитной трубы, в которой размещены герконовые чувствительные элементы и электронная плата. Поплавок, плавающий на поверхности промывочной жидкости, перемещается вверх и вниз синхронно с изменением уровня.

Ультразвуковой датчик уровня работает по принципу измерения времени распространения ультразвукового импульса, излучаемого сенсором. Отразившись от поверхности измеряемого продукта, этот звуковой импульс принимается и определяется тем же сенсором. Время, за которое сигнал проходит незаполненную часть емкости, показывает дистанцию до продукта. Если в прибор ввести общую высоту емкости или объем, соответствующий полностью заполненной емкости, то можно данный показатель пересчитать в уровень или объем.

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

### **Датчик плотности промывочной жидкости на входе и выходе скважины**

Датчики плотности промывочной жидкости используются для контроля промывки, решения геологических задач и предотвращения осложнений. По методам измерения подразделяются на:

- 1) гравитационные,
- 2) гидростатические (пьезометрические),

- 3) поплавковые,
- 4) радиоактивные,
- 5) резонансные (вибрационные).

В гравитационном плотномере чувствительный элемент представляет собой камеру постоянного объема, через которую непрерывно протекает контролируемая жидкость. Приращение массы чувствительного элемента пропорционально изменению плотности. Недостаток таких плотномеров – зависимость результата измерения от давления протекающего раствора и необходимость внесения конструктивных изменений в конструкцию гидравлической системы на скважине.

В гидростатических плотномерах плотность определяют путем замера столба исследуемой жидкости, которая непрерывно проходит через емкость. К недостаткам этой группы относят низкое качество температурной компенсации, а также ограниченную быстроту действия, зависящую от соотношения расхода воздуха и объема системы измерения перепада давления.

В поплавковых плотномерах используют или плавающий поплавок постоянной массы, глубина погружения которого служит мерой плотности жидкости, или полностью погруженный поплавок, и тогда измеряют выталкивающую силу, пропорциональную плотности жидкости.

В резонансных плотномерах для измерения плотности растворов использован принцип измерений собственной частоты колебаний чувствительного элемента, которая зависит от свойств исследуемой промывочной жидкости.

В настоящее время наибольшее распространение получил радиоактивный метод измерения плотности промывочной жидкости. Принцип действия основан на восприятии приемником (сцинтилляционным счетчиком) гамма-лучей от радиоактивного источника, проходящих через контролируемую среду (промывочную жидкость).



По интенсивности гамма-лучей определяется степень их поглощения и, соответственно, плотность контролируемой среды.

### **Датчик температуры промывочной жидкости**

Датчик используется для контроля промывки, решения геологических задач и предотвращения осложнений.

Температура промывочной жидкости измеряется на входе в скважину в приемных емкостях буровых насосов и на выходе из скважины на участке выкидной трубы (желоба) от устья до вибросита. Датчик температуры состоит из самого датчика (термодатчик либо термопара) и блока усиления.

### **Датчик оборотов ротора**

Датчик оборотов ротора используется для контроля режима бурения и предотвращения аварийных ситуаций.

В настоящее время для измерения числа оборотов ротора используются датчики:

- 1) тахометрический,
- 2) оптический,
- 3) индуктивный.

Тахометрический датчик устанавливается на карданном приводе ротора или на одной из звездочек (при цепном приводе ротора). Механическая связь вала ротора с тахогенератором осуществляется с помощью клиноременной передачи. При таком присоединении напряжение, вырабатываемое тахогенератором, будет прямо пропорционально частоте вращения ротора. Монтаж осуществляется при остановленном роторе и открытых защитных устройствах трансмиссии ротора.

В оптическом датчике оборотов ротора использован принцип излучения и приема светового луча, отраженного от контрастной метки, приклеенной на видимой части ротора. В качестве излучателя и при-

емника световых сигналов используются мощные светодиоды, что обеспечивает измерение частоты вращения с расстояния до 0,8 м и широкий угол «захвата» отражающей метки. Монтаж оптического датчика скорости вращения «квадрата» осуществляется на вертикальной стойке, установленной у края буровой площадки на высоте от 0,5 до 1,0 м от плоскости стола ротора.

Принцип работы индуктивного датчика: основным исполнительным узлом датчика является индуктивный датчик, который срабатывает от приближения металла (вала), выдавая импульсыратно оборотам вала.

### **Датчик крутящего момента на роторе**

При управлении процессом бурения скважин необходим контроль крутящего момента бурильной колонны, работающей в напряженном состоянии, так как превышение установленного значения крутящего момента бурильной колонны может привести к сложной аварии. По характеру изменения крутящего момента можно судить о состоянии породоразрушающего инструмента и поведении бурильной колонны в скважине. Износ породоразрушающего инструмента, т. е. долота, чаще всего происходит в виде износа опор долот, который приводит к заклиниванию шарошек, слому опор, выпадению шарошек и т. д. В момент заклинивания шарошек крутящий момент при вращении бурильной колонны начинает резко колебаться.

По методам измерения крутящего момента датчики делятся на механические и электрические.

1. При дизельном приводе датчик вращающего момента на роторе встраивается в трансмиссию привода ротора (соприкасается с приводной цепью). Крутящий момент на роторе определяется по усилию натяжения ведущей ветви цепи привода ротора с помощью приспособления, преобразующего усилие натяжения цепи в усилие сжатия первичного преобразователя.



В настоящее время широко используется датчик крутящего момента, основанный на измерении усилия натяжения троса, который устанавливается между станиной буровой установки и роторным столом, с последующим пересчетом в значение крутящего момента при условии, что трос крепится на расстоянии одного метра от оси ротора под углом 90 градусов. Конструктивно датчик соответствует датчику веса, только рассчитан на меньшее усилие натяжения троса.

2. 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.

#### **Датчик положения клиньев**

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. Допускается применение электромагнитных датчиков положения (датчиков близости) под столом ротора, срабатывающих при изменении положения кольца пневматического клинкового захвата.

#### **Датчик электропроводности промывочной жидкости на входе и выходе скважины**

Датчик предназначен для измерения электропроводности промывочной жидкости с целью раннего обнаружения пластов-коллекторов, контроля за осложнениями, связанными с особенностями геологического разреза.

Принцип действия датчика основан на измерении электропроводности жидкостного витка связи индукционным трансформаторным

методом. Жидкостная петля исследуемого раствора создается внешним объемом жидкости, омывающей датчик снаружи.

## § 5. Устройство сбора и передачи информации

При проведении ГТИ технологические и геохимические параметры поступают с соответствующих датчиков. Количество датчиков достигает нескольких десятков. При таком количестве регистрируемых параметров появляется необходимость в концентрации (сборе и обработке) информации.

Принципиальная схема сбора и обработки информации показана на рис. 2.4.

На рисунке представлены четыре «вертикальных» уровня сбора и передачи информации, выделенные разными цветами.

*Первый уровень* – технологические параметры в аналоговом и цифровом виде поступают с датчиков в устройство сбора и обработки информации (УСО).

*Второй уровень* – в УСО данные преобразуются в другой вид – полностью цифровой, соединяются в единый информационный поток и передаются в персональный компьютер (ПК) оператора станции ГТИ (на рис. 2.4 «Компьютер 1») через последовательный порт. В настоящее время данные с УСО поступают в ПК оператора по сигнальному кабелю. Возможен и более современный вариант – беспроводная связь датчиков с УСО, а также УСО с персональными компьютерами в станции ГТИ. Существуют системы сбора без УСО. В этом случае данные, пройдя первичную обработку непосредственно в датчике, поступают напрямую в ПК (интеллектуальные сети).

На компьютере газового каротажа происходит сбор и обработка данных о газосодержании в промысловой жидкости. На ПК оператора



поступают данные с УСО и с компьютера газового каротажа. Данные записываются в архив (регистрируются) и параллельно отображаются на пульте бурильщика. Пульты бурильщика делятся на несколько видов по способу визуализации, например, линейные шкалы, цифровой вид и т. д.

Все современные пульта оснащены звуковой или светозвуковой сигнализацией выхода параметров бурения за установленные пределы. Сигнализация служит для предупреждения бурильщика об опасности возможного возникновения аварийной ситуации.

Параметры, отображаемые на пульте бурильщика, делятся на регистрируемые параметры и вычисляемые параметры. Регистрируемые параметры поступают на индикатор непосредственно с датчиков технологических параметров, например: давление ПЖ на входе, вес на крюке, уровень ПЖ в емкостях и т. д. Вычисляемые параметры – нагрузка на долото, ДМК, объем ПЖ в емкостях и т. д. Они вычисляются в ПК оператора и оттуда поступают на индикаторы пульта бурильщика.

Аппаратно пульт бурильщика и УСО могут быть выполнены в одном корпусе или же в разных корпусах и находиться в разных местах на буровой.

*Третий уровень* – сбор информации на компьютерах операторов ГТИ в станции и предоставление этой информации заинтересованным лицам на буровой путем организации локальной компьютерной сети между ПК станции ГТИ, ПК бурового мастера, ПК супервайзера и ПК других сервисных предприятий. Организация локальной сети дает возможность отображать технологические и геохимические параметры на мониторах вышеперечисленных лиц в масштабе реального времени. Отображение реальных данных на компьютерах лиц, отвечающих за качественную, безаварийную проводку скважины, позволяет оптимизировать процесс бурения скважин.

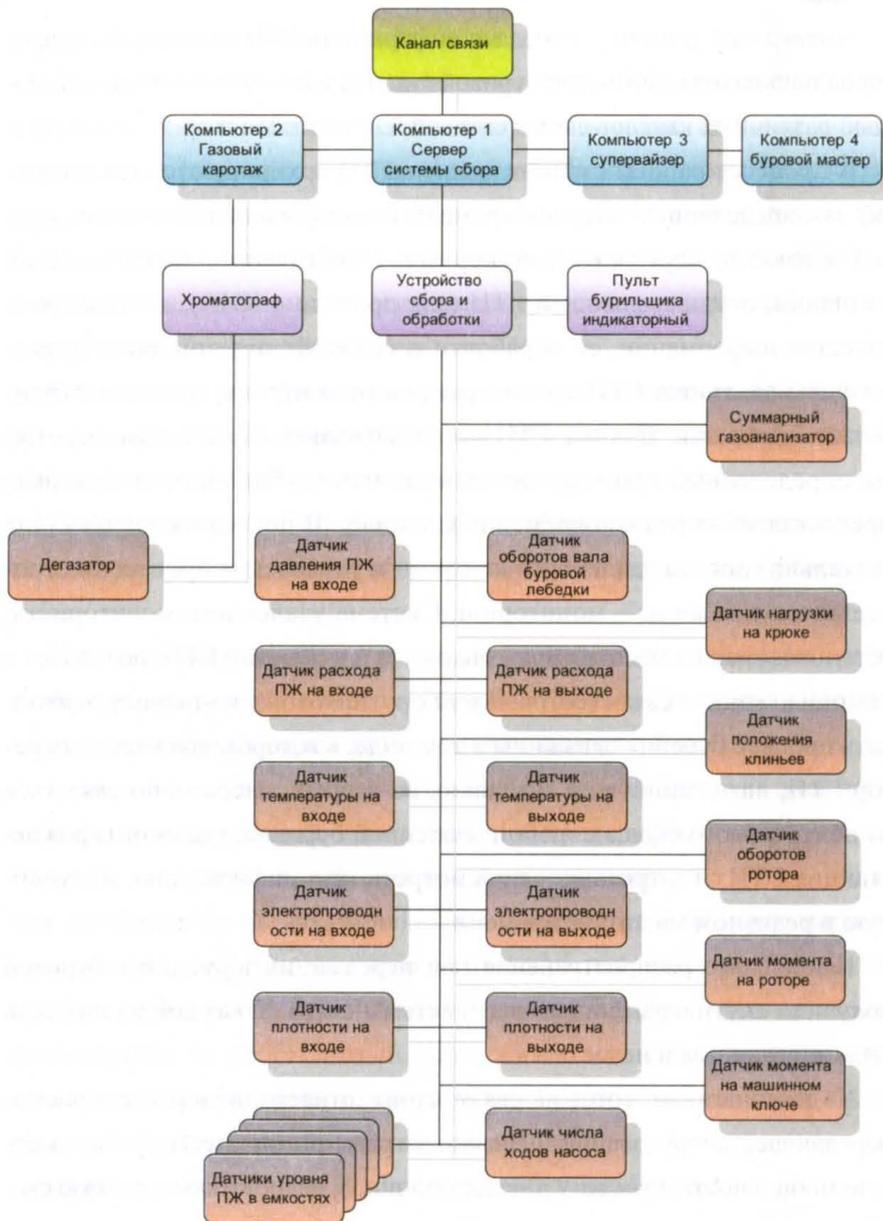


Рис. 2.4. Принципиальная схема сбора и передачи информации ГТИ



*Четвертый уровень* – передача информации ГТИ заказчикам, территориально находящимся вне буровой (удаленные пользователи), с помощью различных каналов связи (сотовой, спутниковой и др.).

В процессе работы станции данные ГТИ архивируются (сжимаются) за определенный отрезок времени (шесть, двенадцать часов, сутки) и пакетно передаются, во-первых, в собственное подразделение компании, осуществляющей ГТИ (как правило – КИП), для контроля качества информации, ее обработки и создания отчетов, во-вторых – в офисы заказчика ГТИ для оперативного контроля процесса строительства скважин. Данные ГТИ могут передаваться не только пакетно (за определенный промежуток времени или глубины), но и в режиме предоставления реальновременных данных. В последнее время стала актуальна система удаленного контроля и управления процессом строительства скважины – мониторинг. Система удаленного мониторинга, установленная на компьютерах заказчика и в станции ГТИ, позволяет с помощью канала связи (сотовой или спутниковой), во-первых, наблюдать процесс бурения скважины в том виде, в котором его видит оператор ГТИ, находящийся на скважине; во-вторых, оперативно связаться из центрального офиса с любой удаленной буровой, где смонтирована станция ГТИ; и в-третьих – просмотреть всю информацию, полученную в реальном масштабе времени.

Наибольшее распространение при передаче информации с буровой получили спутниковые и сотовые системы связи. У каждой из них есть свои достоинства и недостатки.

К достоинствам сотовой связи стоит отнести недорогое приемопередающее оборудование и низкие затраты по оплате трафика, высокую мобильность, простоту в эксплуатации. К недостаткам – низкую скорость передачи, низкую надежность связи и отсутствие покрытия (или неустойчивость покрытия) земной поверхности сетями сотовой связи на удаленных территориях, где в настоящее время в основном и осуществ-

вляется бурение скважин на нефть и газ.

Достоинства спутниковой связи – это почти 100%-ное покрытие поверхности земного шара, высокая надежность связи, широкая полоса пропускания (высокая скорость передачи). Из недостатков стоит отметить дорогостоящее клиентское оборудование. Некоторые из систем требуют специальных навыков по пуско-наладке системы (система VSAT), в свою очередь, некоторые системы имеют высокие расценки на передачу информации (*Inmarsat BGAN, Inmarsat M4*).

С помощью станции геолого-технологических исследований, используя все виды сбора и передачи данных, осуществляется накопление общей информационной базы о месторождениях и скважинах.

Оператор станции ГТИ обязан строго соблюдать режим передачи данных с буровой, согласно договору с заказчиком и регламенту проведения работ.

Как показывает практика, у каждого заказчика имеются свои требования к режиму связи и порядку передачи данных. Но можно выделить несколько основных видов данных, передаваемых с буровой.

*Суточная сводка* – обычно текстовый или табличный электронный файл, содержащий в себе отчет о проделанных операциях на буровой за определенный отрезок времени, например сутки, включая осредненные и максимальные значения тех или иных параметров, данные о проходке, данные о вскрытии пластов, данные об авариях, компоновке бурильного инструмента и др. Суточная сводка формируется за необходимый промежуток времени, подписывается ответственными лицами и передается всем заинтересованным лицам по списку, утвержденному заказчиком работ.

Существует несколько видов передачи суточной сводки:

- в распечатанном виде супервайзеру, другим подрядчикам на буровой;
- в электронном виде по локальной сети;



– в виде электронного письма через Internet на удаленные компьютеры заказчика.

*Данные ГТИ*, включающие в себя диаграммный материал, поступающий с геохимических и технологических датчиков, текстовая и графическая информация и т. д., ограниченные определенным отрезком времени, например посуточно. Обычно эти данные сжимаются для оптимального использования канала связи. Данные передаются в виде электронного письма через Internet на удаленные компьютеры заказчика. Для просмотра этих данных на компьютеры заказчика ставится специальное программное обеспечение.

*Мониторинг* – система удаленного контроля и управления процессом строительства скважины. Предоставление реальновременных данных происходит автоматически, без участия оператора.

Оператор ГТИ должен грамотно и внимательно заполнять сводку и следить за временем, к которому он должен предоставить данные заказчику. При активной услуге мониторинга оператор обязан следить за состоянием подключения к сети, не допускать длительных перерывов в связи.

В станции ГТИ оператором должен вестись журнал учета трафика и телефонных переговоров, в котором четко фиксируется время, продолжительность сеанса связи, а также его инициатор.

## § 6. Станция ГТИ

Современная станция ГТИ представляет собой вагон-дом, который располагается непосредственно на территории буровой, как правило, недалеко от вибросит. Станция соединена с буровой установкой системой информационных, силовых и заземляющих кабелей, а также ГВЛ, по которой с буровой в лабораторию поступает газозвдушная смесь. Расположение станции на буровой показано на рис. 2.5.

Вагон-дом состоит из нескольких отсеков:

- жилой отсек, оснащенный системой жизнеобеспечения: спальные места, места для приема пищи, электроплитка, микроволновая печь, телевизор, холодильник, кондиционер и т. д.
- рабочий отсек, оснащенный компьютерным оборудованием;
- лабораторный отсек, оснащенный вытяжным шкафом для обеспечения работы с агрессивными веществами (хлороформ, кислота), раковины со сливом для отмывки шлама и образцов керна, предусматриваются места для расположения геологических приборов (люминоскопа, карбонатомера и т. д.), для сушки шлама;
- тамбур, обеспечивающий изоляцию от холодного воздуха и размещение рабочей одежды;
- металлический ящик под вагоном для хранения кабельного хозяйства и хранения основных объемов химических реагентов, т. к. по правилам безопасности в станции разрешено хранить реагенты только в размере суточной дозы.



Рис. 2.5. Станция ГТИ в работе на скважине



Вагон-дом должен обеспечивать комфортное проживание операторов и работу станции ГТИ в регионах с различным климатом, т. е. от плюс 40°С до минус 45°С. Станция ГТИ должна быть оборудована системами сотовой или спутниковой связи, т. е. предусматривается установка антенн различной величины непосредственно на крыше вагона.

Типовой план вагона-дома представлен на рис. 2.6.

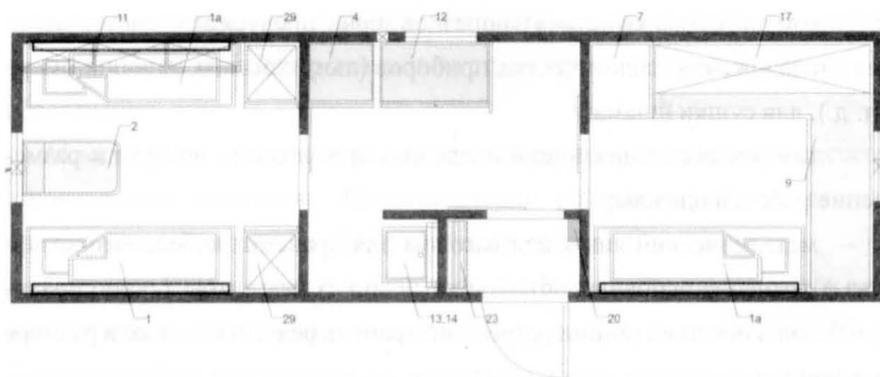


Рис. 2.6. Типовой план вагона-дома

1, 1а – спальные места; 2, 9, 12 – столы; 4 – холодильник; 7 – стойка для аппаратуры; 11, 29 – шкафы; 13 – мойка; 14 – водонагреватель; 23 – вешалка; 20 – щит распределительный

## § 7. Программное обеспечение геолого-технологических исследований

Программное обеспечение ГТИ предназначено для решения технологических, геолого-геохимических и информационных задач, возникающих в процессе проводки скважины. Оно должно обеспечивать непрерывную регистрацию, сбор и хранение информации о процессе бурения скважин, обеспечивать решение специальных задач, направленных на оптимизацию проводки и оперативное и каче-

ственное выделение продуктивных интервалов.

В ПО ГТИ выделяются несколько информационных потоков:

- регистрация информации и решение задач в режиме реального времени (on-line);
- решение задач, не привязанных к реальному временному процессу углубления скважины – автономный режим (off-line);
- решение информационных задач процесса контроля и управления бурением на уровне заказчика (супервайзинг, мониторинг).

### **Режим ON-LINE**

Система реального времени должна решать следующие задачи:

- сбор и сохранение информации, создание резервных копий;
- настройка системы с возможностью изменения дискретности записи данных, оценка и отображение на мониторе ресурсов системы;
- отображение на мониторе реального процесса регистрации с возможностью выбора способа отображения информации;
- формирование и выдача на внешние устройства (монитор, принтер), документации по требуемым формам;
- обеспечение передачи информации по каналам связи для удаленных пользователей или по локальной сети непосредственно на буровой. Передача может быть в пакетном режиме или в режиме непосредственного доступа (мониторинг);
- контроль выхода параметров за установленные пределы, включение/выключение аварийной сигнализации;
- контроль текущего состояния процесса бурения, выделение аномалий и оценка ситуаций;
- решение отдельных задач реального времени: контроль за доливом скважины при подъеме инструмента, контроль за вытеснением раствора при спуске, оперативная оптимизация обработки долота и определение пластовых давлений методом d-экспоненты и т. д.



По способу получения, хранения и организации доступа к информации различаются несколько типов систем реального времени. Например, система может быть файловой или организована в виде базы данных.

### **Режим OFF-LINE**

В режиме off-line главной задачей является формирование комплексной базы данных.

Комплексная база данных должна быть полностью совместима с базами данных по ГИС, ИПТ и др. и должна обеспечивать:

- возможность корреляции данных различных методов исследования скважин;
- возможность корреляции информации о бурении по площадям, месторождениям.

База данных должна содержать сведения по пробуренным скважинам и включать в себя данные:

- общие по скважине;
- по конструкции скважины;
- по бурильному инструменту;
- по буровому раствору;
- геолого-технологические параметры бурения, сформированные в функции времени и глубины;
- данные инклинометрии скважин;
- пакет прикладных программ для решения задач бурения и ГТИ;
- пакет прикладных программ для статистической обработки данных.

Пакет прикладных программ по бурению и ГТИ должен включать в себя решение следующих задач:

- прогнозирование зон АВПД, составление программ бурения с учетом наличия аномальных давлений в разрезе;

- прогнозирование осложнений в процессе бурения (предупреждение поглощений в скважине, предупреждение выбросов и контроль глушения скважины);
- контроль состояния бурильного инструмента, определение оптимальных методов ликвидации аварий с инструментом;
- гидравлическая программа бурения;
- оптимизация проводки скважины;
- контроль процесса цементирования;
- литологическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов в разрезе скважин, корреляция разрезов по месторождению, построение и уточнение пространственных моделей залежей по данным ГТИ;
- оценка характера насыщения коллекторов.

### **Решение информационных задач**

Программное обеспечение станции ГТИ является базой для создания и использования информационной системы управления процессом строительства скважин на всех уровнях.

ПО управления процессом строительства скважин содержит:

- граф создания отчетных документов и анализа процесса бурения (сводки о технологическом процессе, сведения о работе буровой бригады, о завозе и использовании расходных материалов, графики строительства скважин и т. д.);
- граф обработки и выдачи геологической и геолого-геохимической информации;
- граф обмена данными реального времени (компьютер станции ГТИ – компьютеры удаленных пользователей) путем использования сотовой или спутниковой связи.



## ГЛАВА 3. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

### § 1. Решения геологических задач

Геологические задачи решаются в процессе проведения ГТИ с помощью исследований шлама, отобранного на поверхности, керна, промывочной жидкости. Для более точной геологической интерпретации используются данные об изменениях некоторых технологических параметров режима бурения.

Перечень геологических исследований, которые обеспечиваются станцией ГТИ, приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Объект исследования	Вид исследования	Решаемые задачи	Аппаратура, приборы
1	2	3	4
Шлам	Фракционный анализ	Построение литологической колонки, выделения зон АВПД, привязки отбираемого шлама к глубине, разделения основной и обвальная породы	Сита фракционные
Шлам, керн	Измерение массы породы	Определение плотности пород	Весы технические, торсионные, плотномер

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4
Шлам, керн	Карбонато-метрия (определение процентного содержания в пробе шлама кальцита, доломита, нерастворимого остатка)	Построение литологической колонки	Карбонатомер микропроцессорный
Шлам, керн	Детальное описание пород	Построение литологической колонки	Микроскоп бинокулярный
Шлам, керн	ЛБА	Определение остаточного нефтебитумосодержания горных пород	Люминоскоп
Промывочная жидкость	Газометрия раствора, выходящего из скважины при бурении (газовый каротаж)	Выделение в разрезе скважины пластов-коллекторов с аномальным содержанием углеводородов	Анализатор суммарного газосодержания раствора на устье скважины, газовый хроматограф в станции ГТИ
Промывочная жидкость	Определение процентного содержания пяти углеводородных компонент в смеси газа	Определение характера насыщения пласта коллектора	Газовый хроматограф в станции ГТИ
Механическая скорость бурения (или продолжительность бурения интервала проходки – ДМК)	Определение аномальных изменений, не связанных с изменением режима бурения	Выделение в разрезе скважины пластов-коллекторов	Аппаратно-программный комплекс ГТИ



1	2	3	4
Разница в объемах раствора, закаченного в скважину, и объема раствора, вышедшего из скважины (фильтрационный каротаж)	Определение аномальных изменений, не связанных с изменением режима бурения	Выделение в разрезе скважины пластов-коллекторов, определение фильтрационных свойств пласта	Аппаратно-программный комплекс ГТИ
Температура промывочной жидкости на входе и выходе скважины	Определение аномальных изменений, не связанных с изменением режима бурения	Выделение в разрезе скважины пластов-коллекторов, определение фильтрационных свойств пласта	Аппаратно-программный комплекс ГТИ
Электропроводность промывочной жидкости на входе и выходе скважины	Определение аномальных изменений, не связанных с изменением режима бурения	Выделение в разрезе скважины пластов-коллекторов	Аппаратно-программный комплекс ГТИ

## § 2. Отбор и подготовка к исследованиям шлама и керна

Шлам и керн являются источниками прямой, непосредственной информации о свойствах и строении геологического разреза, вскрываемого скважиной. Для повышения информативности исследований шлама необходимо соблюдение следующих требований:

- режим промывки полностью обеспечивает подъем выбуренного шлама с забоя скважины до места отбора;
- режим бурения обеспечивает объемное разрушение пород долотом;
- после прекращения бурения перед подъемом инструмента циркуляция продолжается в течение времени, необходимого для выноса шлама с забоя скважины на поверхность;
- шлам отбирается по всему исследуемому интервалу в строго определенном месте одним и тем же способом.

Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины в потоке выходящей промывочной жидкости или на вибростите.

При исследовании по всему разрезу интервал отбора проб шлама не должен превышать 5 м, на перспективных участках разреза – не более 1–2 м.

Керн из колонкового снаряда извлекается аккуратно, без нарушения его ориентировки, очищается тряпкой или бумагой от глинистого раствора и укладывается в специальные ящики. Керн укладывают в строгой последовательности, в порядке возрастания глубины скважины только в одном направлении – слева направо. На ящиках обязательно пишут интервал и наносят стрелку, указывающую направление укладки керна. Мелкие кусочки и обломки керна, последовательность которых невозможно установить, заворачивают в плотную бумагу и укладывают в той же последовательности, что и керн. Если в каком-либо интервале проходки вынос керна отсутствовал, в ящик вкладывается этикетка с указанием интервала и отметкой об отсутствии в нем керна. Оператор станции ГТИ осматривает керн, уложенный в ящики, и проводит его макроскопическое описание.

### § 3. Привязка шлама к истинной глубине

Разбуренная порода в виде шлама поднимается с забоя на поверхность вместе с промывочной жидкостью по кольцевому пространству скважины. Время, затраченное на подъем, необходимо отнять от времени выхода шлама на поверхность, чтобы определить время и, соответственно, глубину, на которой этот шлам был получен. Расчетная глубина называется истинной глубиной.

Для привязки проб шлама к истинным глубинам отбора рассчитыва-



ется время отставания шлама в минутах, т. е. время движения выбуренных частиц шлама от забоя до шламоотборника, по формуле:

$$t_{ш} = \frac{H}{60(v_{кп} - av_{сш})}, \quad (3.1)$$

где:  $H$  – глубина скважины, м;

$a$  – коэффициент, зависящий от площади кольцевого пространства, скорости вращения бурильных труб, состояния ствола скважины (при роторном бурении  $a = 1,14$ ; при турбинном  $a = 1$ );

$v_{сш}$  – скорость оседания (седиментации) частиц шлама в промывочной жидкости под действием силы тяжести, м/с;

$v_{кп}$  – скорость движения промывочной жидкости в кольцевом пространстве, м/с;

$$v_{кп} = \frac{4Q \cdot 10^3}{\pi(D^2 - d_H^2)}, \quad (3.2)$$

где:  $D$  – диаметр скважины, мм;

$Q$  – расход ПЖ, л/с;

$d_H$  – наружный диаметр бурильной трубы, мм.

$$v_{сш} = 10^{-2} K_p \sqrt{l_{ш} \frac{\gamma_{ш} - \gamma_p}{\gamma_p}}, \quad (3.3)$$

где:  $K_p$  – коэффициент, зависящий от формы частиц (для кубической

$K_p = 30$ , для частиц в форме параллелепипеда  $K_p = 20$ );

$l_{ш}$  – средний размер частиц шлама, см;

$\gamma_{ш}$  – плотность промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>;

$\gamma_p$  – плотность шлама, г/см<sup>3</sup>.

При сложной компоновке бурильной колонны расчет времени отставания шлама производится отдельно для каждой секции:

$$t_{\text{ин}} = \frac{l_i}{60(v_{\text{КП}} - av_{\text{сш}})}, \quad (3.4)$$

где:  $l_i$  – длина  $i$ -й секции бурильных труб, м;

$v_{\text{КП}}$  – скорость движения промывочной жидкости в кольцевом пространстве для  $i$ -й секции бурильных труб, м/с.

Время отставания шлама в этом случае определяется как сумма  $t_{\text{ин}}$   $i$ -х секций:

$$t_{\text{ш}} = \sum_{i=1}^n t_{\text{ин}}, \quad (3.5)$$

где  $n$  – количество секций.

Если в процессе подъема шлама с забоя скважины на поверхность произошло углубление забоя на величину  $\Delta H$ , время отставания шлама рассчитывается по формуле:

$$t_{\text{ш}} = \frac{H + \Delta H}{60(v_{\text{КП}} - av_{\text{сш}})}, \quad (3.6)$$

При остановках циркуляции промывочной жидкости необходимо учитывать оседание частиц шлама во время ее перерыва.

Время движения шлама от забоя до устья скважины можно уточнить опытным путем, используя различные метки, опускаемые в промывочную жидкость, и фиксируя время их опускания и выхода на поверхность.

В настоящее время привязка шлама к глубине осуществляется автоматически в программном обеспечении станций ГТИ.

Окончательная привязка шлама к истинным глубинам производится путем комплексной интерпретации и корреляции литологических колонок, построенных по шламу, данных геологических и технологических исследований и данных промыслово-геофизических исследований.

К технологическим факторам, снижающим геологическую эффективность ГТИ, относятся:



- вскрытие перспективных объектов при больших репрессиях на пласт и применение промывочных жидкостей, ухудшающих их фильтрационно-емкостные свойства и способствующих образованию глубоких зон проникновения фильтрата раствора в пласт;
- неконтролируемые добавки нефти в промывочную жидкость;
- нарушение предписаний ГТН и несоблюдение буровой бригадой рекомендаций партии ГТИ.

#### **§ 4. Фракционный анализ шлама**

Отобранные пробы шлама отмываются от промывочной жидкости холодной водой непосредственно на буровой или в станции. После промывки производится первый визуальный просмотр шлама под лупой. Ископаемые органические остатки (микрофауна и флора, мелкие обломки моллюсков и т. п.) извлекаются из шлама и используются для уточнения стратиграфии разреза. Наиболее сложным этапом является отделение в пробе шлама основной породы от обвальная.

Фракционный анализ основан на изучении размеров частиц, составляющих пробы шлама. Фракционный анализ проводится по всему исследуемому разрезу. Для анализа используются сита с диаметром отверстий 1,0; 3,0; 5,0; 7,0 мм. Высушенный шлам просеивается через сита и разделяется на четыре фракции: Ф1 – с размером частиц от 1,1 до 3,0 мм; Ф2 – от 3,1 до 5,0 мм; Ф3 – от 5,1 до 7,0 мм; Ф4 – более 7,0 мм.

При интерпретации Ф1–Ф4 необходимо учитывать, что изменение фракционного состава шлама зависит от различных факторов: физико-механических свойств разбуриваемых пород, применяемой технологии бурения, режима промывки, свойств промывочной жидкости, состояния ствола скважины и т. д. Литологическое расчленение разреза по изменению фракционного состава базируется на том, что при неизменяющемся

режиме бурения, обеспечивающем объемное разрушение пород, размер частиц выбуренного шлама зависит от литологии разбуриваемых пород.

Мягкие породы (рыхлые песчаники и известняки, глины, гипс, каменные угли) обычно представлены шламом фракции Ф1.

Породы средней твердости (песчаники с глинистым цементом, пористые известняки и доломиты, алевролиты и аргиллиты) чаще всего представлены шламом фракций Ф2 и Ф3.

Очень твердые и твердые породы (окремнелые и метаморфизованные известняки, доломиты и песчаники, основные изверженные породы, ангидриты, кремнелые глинистые сланцы) чаще всего представлены шламом фракций Ф3 и Ф4.

Выделение обвальная порода производится после визуального просмотра шлама фракций Ф3 и Ф4. Обвальная порода бывает обычно представлена шламом с размерами частиц 7–10 мм прямоугольной формы, из дальнейших анализов она исключается.

Описание пород по результатам исследований шлама и керна производится по схеме (табл. 3.2).

Таблица 3.2

**Схема описания пород**

<b>Признак</b>	<b>Характеристика или пример описания</b>
<b>1</b>	<b>2</b>
Название породы	По табл. 3.3
Цвет (во влажном состоянии)	Серый, буровато-серый, темно-серый, с зеленоватым оттенком
Структура породы	По табл. 3.4
Текстура породы	Слоистая, массивная, чешуйчатая, оскольчатая
Твердость, степень уплотненности породы	Твердые, сильно уплотненные породы кварцевого и кремнистого состава, при царапании оставляют след на стекле; менее твердые и уплотненные породы (карбонатные, гипс, ангидрит, соли) царапаются стеклом
Крепость породы	4 группы: крепкие (с трудом колются молотком), средней крепости (колются молотком), слабой крепости (разламываются рукой) и рыхлые или сыпучие



1	2
Состав цемента	Глинистый, карбонатный, кремнистый, железистый, гипсовый
Тип цемента	<b>Базальный</b> (зерна не соприкасаются друг с другом, они как бы вкраплены в цемент; цементация прочная); <b>Поровый</b> (зерна соприкасаются друг с другом, все пространство между ними заполнено цементом; прочность цементации различная) <b>Порово-базальный</b> (часть зерен касается друг друга; прочность цементации различная) <b>Контактный</b> (зерна соприкасаются друг с другом и в местах их соприкосновения развит цемент; цементация непрочная) <b>Коррозионный (разъедания)</b> (цемент заполняет все пространство между зернами и частично внедряется в них вследствие растворения зерен; очень прочная цементация) <b>Ступчатый (пятнистый)</b> (цемент развит неравномерно, пятнами; прочность цементации различная)
Тип коллектора	<b>Поровый</b> (в основном в порах или кавернах, сходных по строению с порами), <b>трещинный</b> (в основном в трещинах и в развитых по ним пустотах расширения), <b>трещинно-поровый</b> (в основном в пустотах (поры, каверны), развитых в блоках породы)
Пористость и кавернозность	Тонкопористая (<0,01 мм); мелкопористая (0,01–0,25 мм); среднепористая (0,25–0,5 мм); крупнопористая (0,5–2,0 мм); кавернозная (>2,0 мм)
Трещиноватость	Субкапиллярные (0,0002 мм); микротрещины (0,0002–0,001 мм); волосные (0,001–0,01 мм); тонкие (0,01–0,05 мм); очень мелкие (0,05–0,1 мм); средние (0,1–0,5 мм); крупные (0,5–1,0 мм); грубые (1,0–2,0 мм); макротрещины (2,0–5,0 мм); широкие макротрещины (5,0–20,0 и более мм)
Битуминозность, нефтеносность	Признаки: – выделение битума или нефти по порам, кавернам, трещинам; – пропитка породы нефтью; – окрашенность породы нефтью в бурый цвет; – запах нефти на свежем изломе породы
Наличие минеральных включений, органических остатков	Включения пирита, гипса, ангидрита, кальцита и др., остатков флоры и фауны, обломков и галек других пород

Таблица 3.3

**Основные типы осадочных пород**

Основные разности пород	Размер слагающих частиц, мм	Состав
1	2	3
<b>Обломочные породы</b>		
Глыбы, валуны Галька, щебень, брекчи, конгломераты Гравий, гравелит Грубый песок Крупный песок Средний песок Мелкий песок Крупный алевролит Мелкий алевролит Глинистые частицы (пелитовые)	>100 10–100 10–2 2–1 1–0,5 0,5–0,25 0,25–0,21 0,1–0,05 0,05–0,01 < 0,01	Мономинеральный (преимущественно кварцевый – SiO <sub>2</sub> ), полиминеральный, аркозовый (кварцево-полевошпатовый), граувакковый (кварц, полевые шпаты, обломки пород)
<b>Глинистые породы</b>		
Глины Аргиллиты, глинистые сланцы Глины алевритистые Глины алевритовые	0,01 Глинистые минералы – менее 0,001	Наиболее распространенный: гидрослюдистый, каолинистый, монтмориллонитовый, гидрохлоритовый, смешанный
<p><i>Примечание: песчаники, глины: алевритистые – доля алевролитовых до 25%; алевритовые – доля алевролитовых 25–50%</i></p>		
<b>Карбонатные породы (химические и биохимические)</b>		
Известняки Доломиты	Разнокристаллические Разнокристаллические	CaCO <sub>3</sub> (кальцит) – 95–100% CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (доломит) – 95–100%
Мел Мергели	Менее 0,10 Менее 0,10	CaCO <sub>3</sub> – 95–100% CaCO <sub>3</sub> – 50–75%; глинистый материал – 25–50%
Известняки доломитистые	Разнокристаллические	CaCO <sub>3</sub> – 75–95% CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> – 5–25%
Доломиты известковистые	Разнокристаллические	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> – 75–95% CaCO <sub>3</sub> – 5–25%



1	2	3
<b>Сульфатные (химические)</b>		
Гипс Ангидрит Каменная соль (галит)	Разнокристаллические Разнокристаллические Разнокристаллические	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4$ $\text{NaCl}$
<b>Кремнистые, фосфатные (химические)</b>		
Кремний	Менее 0,01	$\text{SiO}_2$ с примесями других минералов
Опоки Фосфаты	Менее 0,01 Менее 0,01	$\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{Ca}_{10} \text{P}_6 \text{O}_{24} \text{F}_2$ и др.

Таблица 3.4

### Структура пород

Диаметр частиц (обломков, зерен, кристаллов), мм	Структура
>1,0	<b>Обломочные породы</b> Грубообломочная (песчитовая) Крупнозернистая песчаная (псаммитовая) Среднезернистая песчаная Мелкозернистая песчаная
1,0–0,5	
0,5–0,25	
0,25–0,10	
0,10–0,01	
< 0,01	Алевритовая
Неотсортированная	Пелитовая Разнозернистая
>1,0	<b>Карбонатные и другие химические породы</b> Грубокристаллическая (грубозернистая) Крупнокристаллическая Среднекристаллическая Мелкокристаллическая Скрытокристаллическая или меловая
1,0–0,5	
0,5–0,25	
0,25–0,10	
0,10–0,01	
< 0,01	
Неоднороднозернистая	Афанитовая Оолитовая, сферолитовая, сгустковая, комковатая, органическая, органогенно-обломочная и т. д.

### **Схема описания керна и шлама осадочных пород**

Керн и пакетики со шламом раскладываются по порядку на чистом, хорошо освещенном месте. Просматривается весь интервал и предварительно намечаются границы слоев по изменению состава пород, их цвета или других физических свойств. Обязательно выделяются прослои пород, пропитанных нефтью или издающих сильный запах нефти и газа.

Каждый выделенный слой описывается отдельно. Перед описанием слоя ставится его порядковый номер в данном долблении и длина керна этого слоя. При описании шлама записывается глубина начала слоя и конца.

Описание керна и шлама производится по следующей примерной схеме.

### **Название породы**

Если не удастся определить породу сразу, то название ставится в начало описания после того, когда будут описаны все ее свойства и по этим данным будет определена порода. Если порода имеет переходный характер или содержит большие примеси, то это отражается в ее названии. Например, известняк доломитистый; песчаник глинистый; глина известковистая и т. п. При описании обломочных пород здесь же указывается преобладающий минерал или порода. Например, песчаник кварцевый или кварцево-полевошпатовый.

### **Цвет**

Карбонатные породы имеют в большинстве своем серую окраску с различными оттенками других цветов и различного соотношения белого и черного цветов. Карбонатные породы бывают от почти белых до почти черных с различными оттенками. Например, очень часто встречаются такие цвета: серый, светло-серый, темно-серый, коричневатого-серый



и зеленовато-серый. Сочетание этих цветов дает: коричневатого-серый, темно-серый и тому подобное. Следует избегать определения цвета с многосложным описанием, как, например, светлого-коричневатого-светло-серый с кирпичным оттенком, бледно-салатно-светло-серый с голубоватым оттенком. В то же время, если породы заметно отличаются по оттенку, необходимо отметить эту разницу в описании, стараясь выразить это употреблением названий основных цветов.

### **Структура**

А. Кристаллическая структура (для карбонатов):

1) тонкокристаллическая структура, когда видно кристаллическое строение породы, но отдельные кристаллики глазом не различаются, а видны лишь под лупой;

2) мелкокристаллическая структура, когда размер кристалликов находится в пределах 0,1–0,25 мм;

3) среднекристаллическая структура, когда размеры кристаллов 0,25–0,5 мм;

4) крупнокристаллическая структура, когда размеры кристаллов 0,5–1,0 мм.

Если размер кристаллов в кристаллической породе превышает 1 мм, следует указать их размеры, форму и цвет;

5) скрытокристаллическая структура отличается тем, что известняк, реже доломит на глаз не имеют кристаллического строения, очень плотные и крепкие, с раковистым изломом. Такой излом дает на сколе толстое стекло, хороший фарфор и высококачественная сталь;

6) пелитоморфная структура. Относится к известнякам и доломитам. Порода имеет вид сильно спрессованной глины или извести. Никаких признаков кристаллического строения не имеет.

Б. Зернистая (обломочная) структура (терригенные породы). Образуется различными обломками пород и минералов:

– пелитовая (глина и аргиллиты), размер отдельных обломков менее 0,01 мм, отдельные частицы глазом неразличимы.

*Для алевритов и алевролитов:*

– мелкозернистая – размер зерен 0,01–0,05 мм, отдельные зерна;  
– крупнозернистая (аледриты и алевролиты), размер зерен 0,05–0,1 мм, отдельные зерна видны под лупой.

*Для песчаников:*

– мелкозернистая (мелкозернистые пески и песчаники), размер зерен 0,1–0,25 мм;  
– среднезернистая (среднезернистые пески и песчаники), размер зерен 0,25–0,5 мм;  
– крупнозернистая (крупнозернистые пески и песчаники), размер зерен 0,5–1,0 мм.

*Для гравийных и галечных отложений:*

– грубообломочная (галечники, гравелиты, брекчии, конгломераты).

Размер гравия 1–10 мм, сцементированный гравий называется гравелит. Размер гальки 10–100 мм, сцементированный галечник называется конгломератом. Неокатанные обломки размером 1–100 мм в сцементированном виде образуют брекчию – в породе видны очертания отдельных неокатанных обломков. При преобладании в породе обломков к названию брекчия добавляется слово, отражающее их состав (известняковая брекчия), или при доминировании цемента к названию породы добавляется слово брекчиевидный (доломит брекчиевидный).

**В. Органогенно-обломочная структура.**

Если известняк или доломит целиком или в большей части состоят из отдельных обломков органических остатков, то такая порода называется органогенно-обломочной. Если отдельные органические остатки имеют хорошую сохранность, порода может быть названа просто органогенной.



Г. Оолитовая структура.

Порода состоит целиком из мелких (до 1 мм) круглых частиц, имеющих концентрическое строение. Обычно это бывают известняки. Если шарики в породе растворены, то порода имеет пустоты круглой формы. В этом случае структура называется отрицательно-оолитовой. Если размер частиц с концентрическим строением превышает 1 мм, то структуру называют пизолитовой.

### **Текстура**

А. Слоистость:

- 1) тонкая слоистость;
- 2) толстая слоистость, может быть: нормальная, косая, вертикальная.

Кроме того, слоистость может быть: волнистой и неправильной. Неправильно слоистой называется порода, в которой слои не параллельны друг другу, часто выклиниваются и изгибаются.

При описании указывается средняя толщина слоев и углы наклона. При этом указывается, относительно чего отмеряется угол. При описании зерна линейные элементы принято измерять относительно оси зерна.

Б. Если в породе нельзя наметить границы слоев и признаки слоистости отсутствуют, порода называется массивной.

К текстурным особенностям относятся также волноприбойные знаки на плоскостях наложения, пльчатость и др.

### **Пористость и кавернозность**

Большинство известняков и доломитов имеют пористость в пределах до 5–6, реже до 10%. Поры невооруженным глазом почти невидимы. Если порода не пропитана нефтью, то пористость можно обнаружить по впитыванию воды породой. Для этого нужно на свежий излом образца нанести небольшую каплю чистой воды и наблюдать за ней. Если порода сильно пористая, то капля впитывается за несколько секунд. Чем

меньше пористость, тем дольше не будет впитываться капля в породу. В плотную породу вода не впитывается совсем.

В описании указывается пористость породы на глаз, по впитыванию воды или же отмечается, что порода плотная.

Пропитанные нефтью образцы воду не впитывают. Пористость таких образцов можно отметить по выделению нефти сразу после извлечения образца из скважины. Пористые образцы из каждого слоя отбираются для лабораторных определений пористости. Видимые глазом пустоты в породе описываются как кавернозность (мелкая – 1 мм, средняя – до 1 см и крупная – свыше 1 см). При описании кавернозности следует отметить размеры каверн, их расположение в породе, их преобладающую форму и отдельные характерные черты, сходство с органическими остатками и возможную причину образования этих каверн.

Здесь же следует отметить, чем заполнены каверны и какая их часть заполнена, т. е. полностью или частично. Если каверны пустые, нужно отметить имеющиеся на стенках наросты, натёки, щеточки кристаллов и их минералогический состав. Особо нужно выделить примазки нефти, гудрона и их запах в кавернах.

#### **Трещиноватость**

Отмечаются размеры трещин, их длина, ширина разрыва, глубина распространения в образце. Обязательно отмечается положение трещины относительно горизонтальной плоскости (вертикальная, горизонтальная, наклонная с указанием угла наклона к горизонтали или оси керна). Описывается характер заполнения трещин. Трещины бывают открытые и закрытые. Открытые – когда трещина не заполнена минеральными образованиями или обломками пород. Закрытые трещины обычно заполнены минералами: кальцитом, гипсом, кварцем, доломитами и иногда самородной серой. Кроме того, трещины могут быть заполнены нефтью или гудроном. Очень редко крупные трещины содержат брек-



чению. Особенное внимание следует обратить на то, может ли трещина быть проводником нефти и газа и есть ли в ней их следы.

### **Включения**

Под включениями в строгом геологическом смысле следует понимать то, что было образовано раньше вмещающей их породы и включено в состав этой породы при ее образовании. То, что возникло после становления породы, относится к вторичным образованиям (новообразованиям). Они могли появиться, в частности, при заполнении каверн, трещин или образоваться в результате химических реакций.

В название новообразований можно включить форму их выделения. Например, прожилки кальцита или вкрапленность пирита.

Если в породе имеются включения другой породы или минералов, то необходимо отметить их количество на  $\text{см}^2$ , или при крупных включениях – количество на погонный метр керна. Описывается размер включений, их форма, состав.

### **Признаки нефти и газа**

Для выявления признаков нефти и газа в керне и шламе их нужно осматривать немедленно после извлечения из скважины. Керна и шлам могут выделять пузырьки нефти и газа, если они насыщены нефтью, или имеют сильный запах газа, если они насыщены газом. Газоносные породы могут не отличаться от пустых пород уже через 2–3 часа после подъема из скважины.

При описании породы, имеющей признаки нефти, следует отмечать степень пропитанности породы нефтью. Порода может быть равномерно насыщена нефтью или иметь пятна плотной породы, не пропитанной нефтью. Может быть пропитана прослойками или пятнами, могут быть лишь отдельные редкие участки или пятна, пропитанные нефтью. Нефть может быть рассеяна в породе в виде отдельных редких вкраплений или

мелких капель или же в виде примазок по стенкам каверн и трещин.

При описании запаха нефти или газа следует отметить его интенсивность и характер. Может быть запах, напоминающий запах бензина или керосина. Может быть неприятный запах сернистой нефти или же, наоборот, легкий запах нефтяного газа. По мере возможности нужно отмечать все мельчайшие подробности встреченных признаков нефти и газа.

Кроме признаков нефти и газа обязательно отмечать запах сероводорода и солености керна и шлама на вкус на свежем изломе.

### **Фауна**

В описании необходимо указать количество органических остатков, их форму, размер и, если удастся, определить их.

*Пример описания пробы шлама :*

Известняки серые и светло-серые, органогеннообломочные, оолитовые, отрицательно-оолитовые, слоистые и массивные, пористые, переслаиваются с мелкозернистыми слабодолмитистыми и глинистыми, трещиноватыми разностями известняков, содержащими органогенные обломки. Местами известняки сильнотрещиноватые, трещинки частично заполнены глинистым веществом.

## **§ 5. Определение карбонатности пород**

Карбонатность горных пород в ГТИ определяется с целью построения литологической колонки горных пород, вскрываемых скважиной. Определение карбонатности горных пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород. Первым с соляной кислотой реагирует кальцит, затем доломит. Та часть пробы



шлама, которая не реагирует на соляную кислоту, является нерастворимым остатком и представляет собой частицы песчаников или глин, т. е. терригенную составляющую разреза.

Для измерения карбонатности отбираются 10–15 частиц основной породы и измельчаются в порошок (0,25 мм) в металлической или фарфоровой ступке. После измельчения отвешивается навеска 0,5 г (с точностью до 0,01 г), которая помещается в реакционную камеру карбонатомера и герметизируется. При подаче в камеру 7–9%-ного раствора соляной кислоты в результате реакции разложения карбонатных минералов выделяется углекислый газ, по изменению объема или давления которого определяется содержание в породе кальцита и доломита. Окончание процесса реакции определяется по отсутствию приращения показаний прибора. Измеренные значения процентных содержаний кальцита, доломита и нерастворимого остатка заносятся либо в рабочий журнал, либо в рабочую программу для построения и визуализации. Обычно карбонатность породы заносится программно в особую колонку и представляет собой заполненную диаграмму с масштабом от 0 % до 100 %, где кальцит, доломит и нерастворимый остаток рисуются различными цветами.

## § 6. Люминесцентно-битуминологический анализ

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама, керна и промывочной жидкости проводится с целью определения остаточного нефтебитумосодержания горных пород. Анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения битуминозных веществ в горной породе включают: визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов; капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные промывочной жидкостью, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

После визуального просмотра шлама производится капельно-люминесцентный анализ, для чего отбирается 5–7 г сухих частиц шлама основной породы. Шлам измельчается в ступке и просеивается через сито с размерами отверстий 0,25 мм.

Для анализа брать навеску пробы 1,0 г. Навеска помещается в виде конуса на предварительно обработанный хлороформом лист фильтровальной бумаги. На вершину конуса наносятся из пипетки 20 капель хлороформа, который, вымывая из породы битумоиды, образует на поверхности бумаги пятно диаметром 1–3 см. После испарения растворителя (8–10 мин.) порошок с бумаги удаляется и в ультрафиолетовых лучах оценивается интенсивность свечения пятна и цвет люминесценции. Кроме типов битумоидов, по капиллярным вытяжкам определяется наличие углеродистых веществ по появлению на фильтровальной бумаге черных нелюминесцирующих крупинок, серы – по появлению темных нелюминесцирующих полосок (при дневном свете наблюдаются желтоватые блески), твердых парафинов – по наличию воскообразного налета.

Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике приведена в таблице 3.5.



Таблица 3.5

**Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике**

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
I	Беловато-голубые тона разной интенсивности	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	Легкий битумоид (ЛБ)
II	Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов	Маслянистый битумоид (МБ)
III	Желтый, оранжево-желтый до светло-коричневого	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов 1–2%	Маслянисто-смолистый битумоид (МСБ)
IV	Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый	Битумоиды и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (3–20%)	Смолистый битумоид (СБ)
V	Темно-коричневый, зеленовато-коричневый, красно-коричневый, черно-коричневый, черный	Битумоид с содержанием асфальтенов до 70%	Смолисто-асфальтеновый битумоид (САБ)

Количественная оценка содержания битумоидов приведена в таблице 3.6.

Таблица 3.6

**Количественная оценка содержания битумоидов**

Характеристика участка	Балл	Количество битумоидов
Ровное пятно	5	До 1%
Неровное пятно, толстое кольцо	4	До 0,7%
Тонкое кольцо	3	До 0,5%
Тонкое («рваное») кольцо	2	До 0,3%
Точки	1	До 0,1%

## § 7. Определение плотности горных пород

Определение плотности пород по шламу и керну проводится с целью выявления коллекторов и приближенной оценки их пористости, а также для выделения зон аномально высоких поровых давлений. В практике ГТИ рекомендуется применять пикнометрический, гидростатического взвешивания и ареометрический способы измерения.

При интерпретации кривой изменения плотности следует иметь в виду, что значения плотности горных пород колеблются в довольно широких пределах и зависят от многих факторов: минерального состава пород; плотности минералов, составляющих твердую часть породы; жидкости и газов, заполняющих ее поровое пространство; пористости породообразующих минералов; структурно-текстурных особенностей породы. С глубиной плотность осадочных горных пород возрастает, так как она обусловлена главным образом пористостью. Такая закономерность наиболее характерна для глинистых пород. При отсутствии зон АВПоД плотность глин закономерно увеличивается с глубиной, а при их наличии эта закономерность нарушается за счет разуплотнения глин.

Пределы изменения минералогической плотности обломочных глинистых и химических горных пород, наиболее часто встречающихся в практике проведения оперативных геологических исследований, приведены в таблице 3.7.

Методы и способы лабораторных измерений плотности горных пород по шламу и керну изложены в главе 2.

**Плотность осадочных горных пород (г/см<sup>3</sup>)**

Порода	Пределы изменения	Наиболее часто встречающиеся значения	Минеральная плотность		
			$\rho_{\text{м ср}}$	$\rho_{\text{м min}}$	$\rho_{\text{м max}}$
Брекчия	1,60–3,00	–	–	–	–
Конгломерат	2,10–3,00	–	–	–	–
Песок	1,30–2,00	1,50–1,70	–	–	–
Песчаный сланец	2,30–3,00	2,60–2,70	–	–	–
Алевролит	1,80–2,80	2,30–2,50	2,69	2,62	2,76
Песчаник	2,00–2,90	2,50–2,65	2,67	2,58	2,76
Глина	1,20–2,40	–	2,68	2,58	2,78
Аргиллит	1,70–2,90	2,30–2,40	2,68	2,60	2,78
Глинистый сланец	2,30–3,0	2,40–2,60	–	–	–
Известняк	1,80–2,90	2,60–2,70	2,72	2,62	2,80
Доломит	1,90–3,00	2,60–2,80	2,80	2,76	2,88
Мел	–	–	2,69	2,56	2,80
Мергель	1,50–2,80	2,20–2,40	2,70	2,58	2,80
Гипс	2,10–2,50	2,40–2,50	2,37	2,31	2,48
Ангидрит	2,40–2,90	2,50–2,60	2,96	2,92	3,00
Соль каменная	2,15–2,30	–	2,16	2,12	2,22

## **§ 8. Дополнительные исследования с использованием технологических параметров бурения**

Станция ГТИ позволяет использовать для решения геологических задач изменения технологических параметров бурения, таких как механическая скорость бурения, параметры промывки, характеристики промывочной жидкости.

Измерение механической скорости проходки является обязательным при проведении геолого-технологических исследований. Изучение закономерностей ее изменения называется механическим каротажем.

Метод основан на измерении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала. Механическая скорость бурения напрямую зависит от буримости горных пород, т. е. ее физико-механических свойств, при прочих равных условиях, т. е. при неизменных параметрах режима бурения. К таким параметрам относятся: нагрузка на долото, скорость вращения долота, расход промывочной жидкости, величина дифференциального давления в системе «скважина – пласт». Буримость пород зависит от их литологического состава. Не вдаваясь в подробности, приведем пример: рыхлые, пористые породы бурятся легче, т. е. механическая скорость проходки будет высокой (пласты-коллекторы); плотные, прочные породы бурятся трудней, т. е. механическая скорость проходки будет низкой (пласты-покрышки).

При постоянном режиме бурения механическая скорость будет определяться критическим напряжением горных пород, которое характеризует физико-механические свойства пород, в том числе плотность и пористость.

Наибольшими критическими напряжениями отличаются монолитные кварциты и полиминеральные магматические породы, из осадочных – известняки, прочность которых повышается с увеличением



степени кристаллизации и окремнелости. Доломитизация и выщелачивание известняков, приводящие к появлению вторичной пористости, а также глинизация резко снижают их прочностные свойства.

Критическое напряжение песчано-алевритовых пород зависит от степени цементации песчаного материала и его минерального состава. Наибольшую прочность имеют кварцевые песчаники с кремнистым цементом, наименьшую – песчаники с глинистым цементом. Глины, аргиллиты, пески отличаются низкими значениями критического напряжения.

Таким образом, возможно использование механической скорости проходки для:

- литологического расчленения разреза;
- уточнения границ опорных (реперных) пластов;
- выделения коллекторов.

Исторически сложилось в ГТИ, что данные исследования назывались – детальный механический каротаж (ДМК). И для решения геологических задач использовалась не величина механической скорости проходки, а величина, обратная ей, которая физически является продолжительностью бурения интервала проходки; эту величину и продолжают называть ДМК.

$\text{ДМК} = 1/\text{мех. скорость}$ .

Механическая скорость проходки рассчитывается в м/час, а ДМК принято измерять в мин/м, т. е. кривая ДМК более дифференцирована по глубине и времени, что и необходимо для получения геологической информации о вскрываемом разрезе.

Основная сложность литологического расчленения разреза по данным контроля продолжительности проходки состоит в том, что на скорость бурения и, соответственно, на продолжительность бурения интервала проходки, помимо литологического состава, влияют многочисленные технические, технологические и природные факторы:

- режим бурения (нагрузка на долото, частота его вращения);
- тип долота и степень его износа;
- параметры промывки (давление, наличие гидромониторных эффектов, параметры промывочной жидкости и т. д.);
- величина дифференциального давления в системе «скважина – пласт»;
- компоновка бурильного инструмента.

Влияние этих факторов может существенно превышать влияние литологии на скорость бурения, поэтому при визуальном определении границ литологических разностей принимаются во внимание изменения вышеперечисленных параметров. Если они имеют место, то соответствующие им изменения продолжительности проходки не рассматриваются при определении границ пластов.

Задача литологического расчленения разреза решается при параллельном рассмотрении шламограммы и кривой продолжительности проходки интервала бурения (ДМК). Принимая во внимание то, что определение глубины залегания пластов по шламу зависит от времени подъема шлама на поверхность (время отстаивания), необходимо определять глубину перехода от одной литологической разности к другой по кривой ДМК. Время отстаивания шлама является расчетным параметром, зависит от расхода промывочной жидкости и конфигурации кольцевого пространства скважины, а изменения механической скорости происходят практически мгновенно при переходе из породы одной буримости в другую.

Геологическая интерпретация данных контроля параметров промывки скважины основана на способности пористых и проницаемых пород-коллекторов поглощать промывочную жидкость при превышении давления в скважине над давлением в пласте.

Контроль параметров промывки предназначен для решения следующих геологических задач:



- выделение кровли и подошвы коллекторов;
- оценка свойств коллектора (проницаемости и, в определенных благоприятных условиях, пористости).

Сущность решения указанных задач состоит в том, что при вскрытии коллектора разница давлений в скважине и пласте приводит к развитию процессов притока или поглощения, которые достаточно надежно и оперативно контролируются по следующим параметрам промывки:

- изменению расхода (скорости потока) промывочной жидкости на выходе из скважины  $v_n$ ;
- изменению суммарного объема промывочной жидкости в емкостях.

По интенсивности изменения параметров промывки и характеру этого изменения оцениваются свойства коллектора и их тип.

Вскрытие коллектора отображается на кривой расхода (скорости потока) промывочной жидкости на выходе в виде положительной аномалии, указывающей на наличие притока пластового флюида в скважину или поглощения промывочной жидкости в пласт (отрицательной аномалии).

При превышении давления в скважине над давлением в пласте будет иметь место аномалия поглощения. Если давление в скважине меньше давления в пласте-коллекторе, будет иметь место аномалия притока.

Для определения границ коллектора на кривых скорости потока выделяются характерные точки:

- кровля пласта – начало аномалии на кривой скорости потока промывочной жидкости на выходе;
- подошва пласта – точка минимума на кривой потока.

По характеру изменения кривой можно определить тип вскрываемого коллектора:

- высокопроницаемый гранулярный коллектор характеризуется

быстрым восстановлением первоначальной скорости потока и быстрой стабилизацией объема промывочной жидкости в емкостях;

– трещинно-кавернозный коллектор характеризуется медленным восстановлением скорости потока и объема в емкостях.

Оценка проницаемости производится по формуле:

$$K_{\text{пр}} = 10 \cdot \frac{q\mu \ln \frac{R}{r_{\text{СКВ}}}}{2\pi h(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}})}, \quad (3.7)$$

где:  $K_{\text{пр}}$  – проницаемость, мД;

$\mu$  – вязкость промывочной жидкости, сПз;

$h$  – мощность коллектора, м;

$P_{\text{заб}}$  – давление промывочной жидкости на забой, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;

$R$  – радиус зоны нарушения пластового давления, см;

$r_{\text{СКВ}}$  – радиус скважины, см;

$q$  – максимальный дебит поглощения, л/сек.

Определение  $q$  производится по формуле:

$$\Delta q_{\text{max}} = Q_o \frac{v_n^{\text{max}}}{100}, \quad (3.8)$$

где:  $v_n^{\text{max}}$  – максимальное отклонение скорости потока промывочной жидкости на выходе из скважины от установившегося значения, %;

$Q_o$  – расход на входе.

По изменению объема промывочной жидкости в емкостях:

$$q = \frac{\Delta V}{\Delta t}, \quad (3.9)$$

где  $\Delta V$  – изменение объема за промежуток времени  $\Delta t$  в точке наибольшей крутизны линии  $V$ .

Вскрытие коллектора с повышенным пластовым давлением вызы-



вает увеличение параметра скорости потока промывочной жидкости на выходе и объема раствора в емкостях.

Кровля пласта определяется как начало аномалии на кривой скорости потока и начало аномалии на кривой объема раствора в емкостях.

Подошва пласта определяется как точка максимума на кривой скорости потока и на кривой объема в емкостях.

Метод термометрии промывочной жидкости основан на измерении температуры промывочной жидкости на входе и выходе скважин. Применяется для выделения в разрезе пород-коллекторов и зон аномально высоких давлений.

Физическая сущность метода заключается в том, что различные типы пород, а также минералы, слагающие скелет породы, и флюиды, насыщающие ее, имеют неодинаковую теплопроводность, вследствие чего при вскрытии скважиной коллектора или зоны АВПД температура раствора на выходе изменяется.

Температура измеряется непрерывно во время циркуляции промывочной жидкости на выходе и входе из скважины с помощью датчиков температуры: на выходе – в желобной системе перед дегазатором, возможно ближе к устью скважины, на входе – в приемной емкости возле всасывающего патрубка буровых насосов. Кривые изменения температур строятся на диаграммах в масштабе истинной исправленной глубины, с учетом времени отставания (время на движение раствора с забоя скважины до устья). Температура промывочной жидкости зависит от целого ряда технологических факторов: расхода промывочной жидкости, добавок химреагентов, технического состояния ствола скважины и других, поэтому при интерпретации кривых температуры необходимо учитывать их изменение.

Программное обеспечение станций ГТИ позволяет визуализировать не только кривые температуры на входе и выходе из скважины,

но и расчетный параметр – разницу этих температур. При интерпретации кривых температуры рекомендуется исключить значения, соответствующие началу каждого долбления, которые характеризуются неустановившимся тепловым режимом.

Наиболее вероятной причиной появления отрицательных аномалий на кривых температуры является вскрытие газо- или нефтенасыщенного коллектора с высоким газовым фактором или выход аэрированных порций промывочной жидкости. Положительные аномалии обычно бывают обусловлены вскрытием нефтенасыщенного коллектора, вскрытием зоны аномально высоких поровых давлений, добавками в промывочную жидкость химических реагентов.

Информативность термометрии резко снижается при частых СПО (продолжительность каждого долбления < 2–3 ч), добавках в большом количестве в процессе бурения химреагентов и воды, при значительных изменениях расхода промывочной жидкости и поглощениях.

Метод электропроводности промывочной жидкости основан на измерении электропроводности  $\rho_{п.ж}$  промывочной жидкости на входе и выходе из скважины. В качестве дополнительного применяется при выделении коллекторов и оценке характера их насыщения. Изменение электропроводности промывочной жидкости происходит при вскрытии коллектора и поступлении в него пластового флюида.

Измерение  $\rho_{п.ж}$  проводится непрерывно с помощью датчиков, установленных на входе и выходе из скважины. Привязка кривой  $\rho_{п.ж}$  к истинным глубинам производится с учетом времени отставания. При изменении электропроводности (более чем на 1/3) по сравнению с фоновыми значениями выясняется причина.

Наиболее вероятные причины появления отрицательных аномалий (уменьшение  $\rho_{п.ж}$  по сравнению с фоновыми значениями):

- прохождение коллектора, насыщенного водой;



- разбуривание соленосных отложений;
- добавки в промывочную жидкость химреагентов, содержащих в своем составе соли и щелочи;

- добавки в промывочную жидкость соленой воды.

Наиболее вероятные причины появления положительных аномалий (увеличение  $\rho_{п.ж}$  по сравнению с фоновыми значениями):

- прохождение нефтегазонасыщенного коллектора;
- наличие в промывочной жидкости пачек воздуха;
- добавки в промывочную жидкость химреагентов;
- добавки в промывочную жидкость нефти.

Кривля коллектора отмечается началом регистрации аномалии  $\rho_{п.ж}$  в функции исправленных глубин, т. е. с учетом времени отстаивания.

Подошва коллектора отмечается максимальными значениями  $\rho_{п.ж}$ .

Нефтегазонасыщенный коллектор не выделяется по кривой  $\rho_{п.ж}$  в следующих случаях:

- 1) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (на 30% и более);

- 2) промывочная жидкость содержит большое количество нефтяных добавок;

- 3) бурение ведется на азрированных буровых растворах;

- 4) наблюдается катастрофическое или полное поглощение промывочной жидкости;

- 5) в промывочную жидкость введена нефть (>10%) или бурение ведется на нефтэмульсионном растворе.

Выделение нефтегазонасыщенного коллектора по кривой  $\rho_{п.ж}$  затруднено, если:

- 1) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (>30%);

- 2) мощность пласта мала (<1 м) и механическая скорость бурения низка (<1 м/ч);

3) наблюдается поступление в промывочную жидкость нефти и газа из ранее пробуренных пластов.

## **§ 9. Формирование планшета геолого-геохимических исследований**

Результаты всех вышеперечисленных методов исследований оператор заносит в специальный планшет геолого-геохимических исследований.

Планшет – это графическое изображение параметров, нанесенных в масштабе глубины по мере углубления забоя. Пример планшета приведен на рис. 3.1.

Планшет является рабочим документом, куда по мере проведения исследований (углубления забоя) оператор заносит результаты. Все исследования проводятся по мере отбора шлама, т. е. через 2 метра в потенциально продуктивных интервалах ствола скважины и через 5 метров в остальных. Масштаб глубин на планшете используется, как правило, 1:200 м или 1:500 м.

Обязательные колонки планшета:

### **Возраст (стратиграфия)**

Колонка содержит данные по стратиграфии горных пород, где указывается возраст вскрытых пород, включая названия отделов, ярусов, горизонтов.

### **Описание пород**

По результатам визуальных исследований шлама и керна описываются признаки пород: название, цвет, структура, текстура, твердость, крепость, пористость и кавернозность, трещиноватость, битуминозность, нефтенасыщение, наличие минеральных включений и органических остатков.



### **Шламограмма**

Составляется по результатам визуального определения вещественного состава. В нее заносится процентное содержание литологических разностей в пробе шлама с учетом основной и обвальной породы.

### **Карбонатность**

Колонка строится в форме заполненной гистограммы. Суммарное количество доломита, кальцита и нерастворимого остатка (НО), определенного с помощью карбонатомера, принимается за 100%.

### **ДМК и плотность пород**

ДМК (мин/м), продолжительность бурения интервала проходки, величина обратная механической скорости бурения. **Плотность** горных пород, определенная по шламу.

### **Литология**

Колонка является результатом совместной интерпретации всех остальных колонок. Породы обозначаются общепринятыми условными знаками.

Характер насыщения пластов-коллекторов можно нанести прямо в колонку «Литология» с помощью специальных значков (как показано на рисунке) либо занести эти сведения в отдельную колонку.

### **Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА)**

В колонку заносятся данные о качественном составе и количественном содержании битумоидов в шламе: интенсивность, цвет и тип битумоида. Возможно нанесение интенсивности свечения не цифрами, а в виде кривой.

### **Суммарное газосодержание (глава 4)**

Кривая суммарного газосодержания строится автоматически в логарифмическом масштабе и представляет собой сумму пяти или

шести  $C_1-C_5$  ( $C_6$ ) компонент в абсолютных %, определяемых с помощью хроматографа.

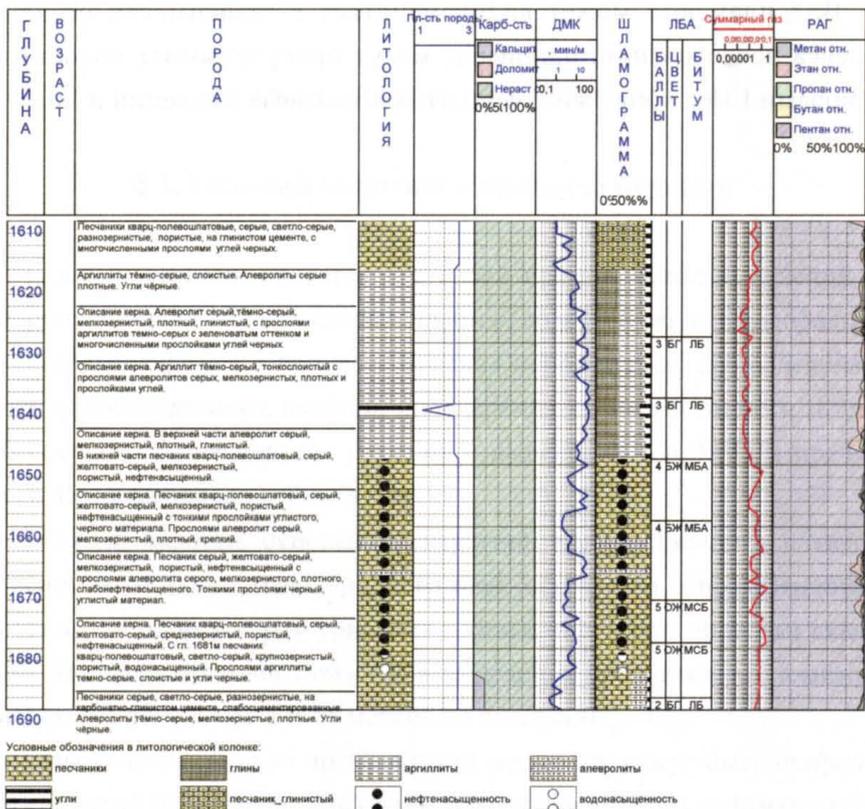


Рис. 3.1. Пример планшета

### Раздельный анализ газа (РАГ)

Относительный состав УВ компонентов строится в виде гистограммы с заливками разного цвета для каждого компонента.

### Газовые флюидные коэффициенты (могут отсутствовать)

Диапазон измерений выбирается отдельно для каждого флюидного коэффициента, графики строятся в логарифмическом масштабе, различными цветами. Выбираются такие флюидные коэф-



фициенты, значения которых могут служить критериями определения характера насыщения пласта для нужного региона.

Вид планшета может видоизменяться в зависимости от комплекса исследований, например, могут присутствовать колонки с кривыми ГИС, кривыми градиентов пластовых давлений и др.

## ГЛАВА 4. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

### § 1. Газовый каротаж в процессе бурения

Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды.

Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для обеспечения безаварийного бурения – выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Газовый каротаж основан на изучении количественного и качественного состава углеводородного газа, попавшего в промысловую жидкость в процессе разбуривания горных пород при проводке скважин. Информативными газами для выделения продуктивных пластов являются предельные УВ от метана до гексана ( $C_1 - C_6$ ).

Газы, извлекаемые из промысловой жидкости, могут быть природными газами (газовые залежи), газами, растворенными в нефти (попутными газами нефтяных месторождений) или в виде газоконденсата.

Основным компонентом природного газа является метан  $C_1$  – самый легкий из углеводородных газов, в небольших количествах присутствуют более тяжелые компоненты: этан  $C_2$ , пропан  $C_3$ , бутан  $C_4$ , пентан  $C_5$ , гексан  $C_6$ . Для попутных газов нефтяных месторождений характерно наличие более высоких концентраций тяжелых компонентов. В состав попутных газов могут входить также изосоединения типа изобутан, изопропан и непредельные УВ – этилен, пропилен и т. д., а также неуглеводородные газы – водород, азот, двуокись углерода.



## § 2. Дегазация

Газы отбираются из промывочной жидкости после выхода ее на поверхность. Процесс отбора газа называется дегазацией. Дегазация промывочной жидкости происходит в желобе, желательнее как можно ближе к устью. Дегазация может происходить непрерывно в процессе бурения или эпизодически для уточнения необходимых характеристик пласта. Непрерывная дегазация может происходить двумя способами: пассивным или принудительным.

Пассивная дегазация происходит с помощью поплавкового дегазатора, устанавливаемого на желоб; в этом случае в хроматограф попадают УВ газы, выделившиеся из промывочной жидкости естественным способом.

Принудительная дегазация обеспечивается дегазатором с принудительным дроблением потока промывочной жидкости,двигающегося по желобу. Этот дегазатор устанавливается в желоб. Естественно, процентное содержание выделившихся в процессе движения по желобу УВ газов при принудительной дегазации будет больше.

Термовакuumная дегазация (ТВД) выполняется эпизодически и обеспечивается с помощью специальной установки ТВД в станции ГТИ. Применяется для проб раствора, отобранных на устье, для анализа проб шлама и керна, проб пластовой жидкости, отобранных в процессе проведения ИПТ.

## § 3. Методика регистрации

Основным методом компонентного газового анализа – анализа, при котором определяется содержание отдельных компонентов в газовой смеси, – является газовая хроматография.

Метод газовой хроматографии основан на различной скорости погло-

нения каждого компонента газовой смеси слоем сорбирующего вещества. Вследствие различия скоростей сорбирования каждого компонента при промывании сорбента газом-носителем, инертным для детектора, из сорбента последовательно выделяются отдельные компоненты газовой смеси. Эти компоненты поступают на детектор, где определяется их содержание в газе-носителе.

При регистрации показаний детектора в функции времени записывается непрерывная кривая с рядом пиков, характеризующих содержание отдельных компонентов в анализируемой газовой смеси. Эта кривая зависимости концентрации отдельных компонентов в выходящем из сорбционной колонки газе-носителе от времени называется хроматограммой. Пример хроматограммы приведен на рис. 4.1.

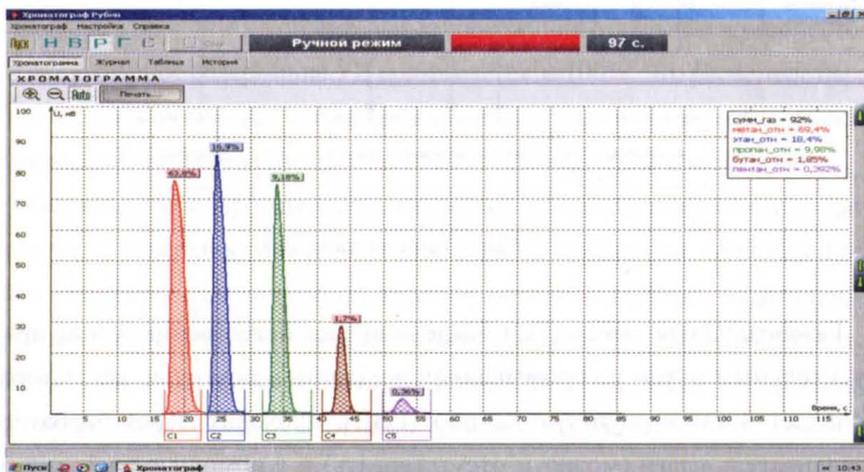


Рис. 4.1. Результат анализа пробы ГВС

Аппаратурой газового каротажа измеряются пять ( $C_1-C_5$ ) или шесть ( $C_1-C_6$ ) первых углеводородных компонентов в зависимости от типа используемого оборудования.

В состав газоаналитического комплекса, основанного на хроматографе с ПИДом («Рубин» производства НПФ «Геофизика»), входят:

- собственно хроматограф;
- компрессор;



- генератор водорода;
- блок газовых осушителей;
- вакуумный насос;
- компьютер с программным обеспечением.

Описание работы хроматографа приведено в главе 2.

Схема газоаналитических исследований приведена на рисунке 4.2.

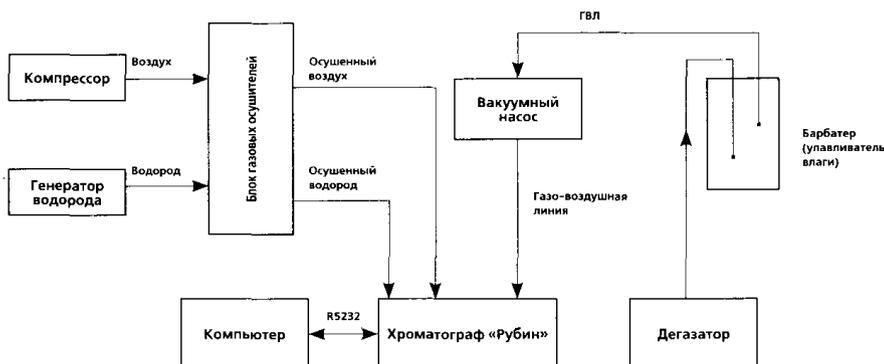


Рис. 4.2. Схема газового каротажа

Газовоздушная смесь (ГС), выделившаяся естественным или принудительным путем из промывочной жидкости с помощью дегазатора, попадает в газовоздушную линию (ГВЛ), проходит через барбатер-улавливатель влаги (может и отсутствовать) и с помощью вакуумного насоса попадает в хроматограф. Туда же поступают, пройдя устройство для осушки, водород и воздух, необходимые для работы хроматографа.

При хроматографическом анализе газовоздушной смеси (ГВС) *измеряются:*

- абсолютные содержания углеводородных компонент;

*вычисляются:*

- суммарное содержание УВ газов ( $\Gamma_{\text{сум}}$ );
- относительные содержания УВ компонент в пробе газа, представ-

ляющие собой выраженное в процентах объемное содержание отдельных компонентов:

$$C_{oi} = \frac{10^2 C_{ni}}{\sum_{i=1}^{i=n} C_{ni}} \quad (4.1)$$

- флюидные коэффициенты, т. е. отношения между компонентами.

Примером могут служить:

$$\frac{C_1}{C_2}; \quad \frac{C_1}{C_3}; \quad \frac{C_1}{C_4}; \quad \frac{C_2}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}; \quad \frac{C_3}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}; \quad \frac{C_4}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}; \quad \frac{C_1 + C_2}{C_5 + C_6} \text{ и т. д.} \quad (4.2)$$

Относительные содержания УВ компонентов представляют собой выраженные в процентах относительные содержания отдельных компонентов, когда суммарное содержание УВ принимается за 100%. Это расчетные параметры, необходимые для интерпретации данных газового каротажа в части определения характера насыщения пласта с аномальным содержанием  $\Gamma_{\text{сум}}$ .

Так как углеводородные газы, попавшие из пласта в скважину, поднимаются на поверхность вместе с промывочной жидкостью, то измеренные газосодержания необходимо привязать к истинной глубине, на которой и произошло фактическое попадание газа в промывочную жидкость. Для этого рассчитывается время отставания промывочной жидкости (время движения промывочной жидкости от забоя до устья скважины).

Время отставания рассчитывается по формуле:

$$t_{om} = \frac{3,14 \cdot 10^{-3} (D^2 - d_H^2) \cdot H}{4Q_{\text{вых.газ}}}, \quad (4.3)$$

где:  $D$  – диаметр скважины, мм;

$d_H$  – наружный диаметр буровых труб, мм;

$Q_{\text{вых.газ}}$  – расход на выходе с учетом газосодержания, л/с.

$$Q_{\text{вых.газ}} = (1 - K_{\text{газ}}) \cdot Q_{\text{вых}},$$

где:  $Q_{\text{вых}}$  – расход на выходе (средний за время отставания);



$K_{газ}$  – коэффициент газонасыщенности промывочной жидкости.

$$K_{газ} = 10^{-3} \frac{V_{г.}}{V_p}, \quad (4.4)$$

где:  $V_{г.}$  – объем газа, выделившегося при дегазации пробы раствора, см<sup>3</sup>;

$V_p$  – объем пробы раствора.

Для определения  $V_{г.}$  берутся несколько проб раствора на выходе из скважины и дегазируются.

Все расчеты в настоящее время производятся автоматически с помощью аппаратно-программного комплекса станций ГТИ.

#### § 4. Выделение пластов с аномальным газосодержанием

Основной задачей газового каротажа является выделение перспективных на нефть и газ интервалов в разрезе бурящей скважины и определение характера их насыщения.

Задача решается в несколько этапов:

- регистрация абсолютных содержаний углеводородных компонент в реальном масштабе времени;
- расчет относительных содержаний УВ компонент в пробе газа, суммарного содержания УВ газов ( $\Gamma_{сум}$ ) – флюидных коэффициентов;
- построение кривых в автоматическом режиме в масштабе глубины (с учетом времени отставания);
- определение аномалий на кривой  $\Gamma_{сум}$ ;
- определение характера этих аномалий;
- если аномалии носят информативный характер, определяется характер насыщения пласта по данным компонентного (раздельного) анализа.

Признаками подхода к нефтегазонасному коллектору являются:

- аномальное увеличение газосодержания промывочной жидкости и

газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям;

- изменение относительных содержаний УВ компонент в пробе газа;
- изменение флюидных коэффициентов.

Суммарное газосодержание  $\Gamma_{\text{сум}}$  – это первый и основной параметр, по которому определяется наличие газовой аномалии в разрезе скважины.

$\Gamma_{\text{сум}}$  может определяться как сумма абсолютных компонент, определенных по результатам компонентного анализа, проведенного хроматографом в станции ГТИ, или специальным датчиком, непосредственно установленным на устье скважины.

Характер изменения кривых при наличии газирования промывочной жидкости приведен на рис. 4.3.

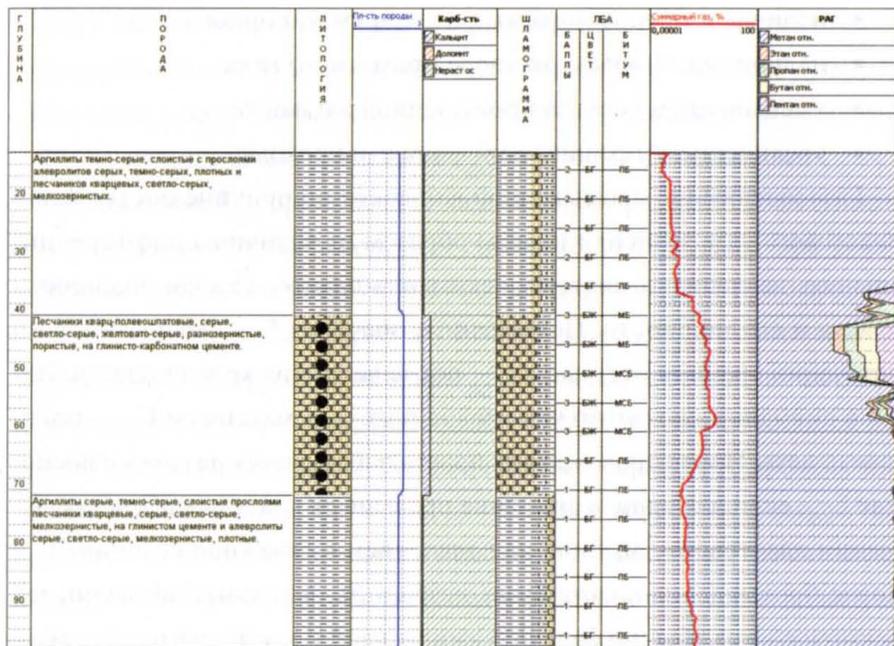


Рис. 4.3. Увеличение газосодержания промывочной жидкости при вскрытии продуктивного пласта



По кривой  $\Gamma_{\text{сум}}$ , регистрируемой непрерывно в функции времени, выделяются аномальные участки, где газопоказания превышают фоновые в 1,5 раза и более. Затем определяется природа газовых аномалий.

Появление газовой аномалии на кривой  $\Gamma_{\text{сум}}$  может быть обусловлено следующими причинами:

- поступлением газа из разбуриваемого пласта;
- поступлением газа из вышележащего пласта;
- поступлением газа из пласта с аномально высоким поровым давлением;
- поступлением газа в раствор за счет эффекта свабирования (при подъеме бурильной колонны);
- наличием в буровом растворе рециркуляционного газа;
- наличием в буровом растворе примесного газа;
- уменьшением расхода промывочной жидкости;
- увеличением механической скорости проходки.

Газосодержание промывочной жидкости по причине поступления пластового газа зависит главным образом от величины дифференциального давления в системе «скважина-пласт», газонасыщенности пласта и его мощности. Повышенные значения  $\Gamma_{\text{сум}}$  наблюдаются по истечении времени отставания  $t_{\text{от}}$  после вскрытия кровли пласта. Начало аномалии соответствует кровле пласта, а максимум  $\Gamma_{\text{сум}}$  – подошве пласта. После прохождения пласта наблюдается резкое уменьшение  $\Gamma_{\text{сум}}$ , если давление в скважине превышает пластовое. При превышении пластового давления над давлением в скважине величина  $\Gamma_{\text{сум}}$  после прохождения пласта будет возрастать, и газовые аномалии характеризуются обычно большой амплитудой и продолжительностью.

Поступление пластового газа как из разбуриваемого пласта, так и из ранее пройденных пластов может привести к значительным газопроявлениям.

К признакам, свидетельствующим об увеличении газообогащения промывочной жидкости за счет поступления пластового газа, относятся следующие:

- большая длина газовой аномалии, обусловленная вскрытием пласта большой мощности;
- медленное уменьшение или увеличение  $\Gamma_{\text{сум}}$  после прохождения пласта за счет поступления газов из вскрытого пласта (мощность пласта определяется по изменению и данным анализа шлама);
- постепенное увеличение газопоказаний за счет поступления газа из вышележащих пластов.

При разбуривании зон с аномально высоким поровым давлением наблюдается увеличение  $\Gamma_{\text{сум}}$ , обусловленное повышением пористости и возрастая в связи с этим объема газа, поступающего в буровой раствор. Аномалии данного типа характеризуются постепенным увеличением  $\Gamma_{\text{сум}}$  по мере вхождения в зону с аномально высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями  $\Gamma_{\text{сум}}$  во время прохождения ее.

Повышение  $\Gamma_{\text{сум}}$  промывочной жидкости, обусловленное поступлением в промывочную жидкость газа свабиrowания, возникает при резком подъеме бурильного инструмента над забоем скважины при наращивании, спускоподъемных операциях, шаблонировке ствола скважины и т. д. При подъеме инструмента величина давления на призабойную часть пласта уменьшается за счет эффекта свабиrowания и в зависимости от скорости подъема инструмента, его компоновки и параметров промывочной жидкости может быть достаточна для создания депрессии и вызова притока из пласта, подвергающегося влиянию свабиrowания. Газовые аномалии данного типа обычно характеризуются резким выплеском и быстрым затуханием  $\Gamma_{\text{сум}}$ . Поступление газа в промывочную жидкость за счет эффекта свабиrowания может привести к значительному повышению газонасыщенности и даже к выбросу при наличии сальника на бурильном инструменте и резком подъеме инструмента.



Появление газовых аномалий за счет наличия в промывочной жидкости рециркуляционного газа бывает обусловлено плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ, не успевший выделиться в атмосферу, закачивается обратно в скважину. Появление аномалий данного типа наблюдается с отставанием на величину полного цикла промывки от момента регистрации предыдущей газовой аномалии и отличается от нее более выположенной формой амплитуды и более «тяжелым» относительным составом газа.

Газовые аномалии могут быть связаны с поступлением в промывочную жидкость газа, обусловленного добавками нефтепродуктов и щелочных химреагентов. Добавки в промывочную жидкость нефтепродуктов (особенно недегазированной нефти) значительно повышают общий газовый фон и часто ведут к полной потере полезной информации. Распознавание причины аномалии обычно не представляет затруднений, если осуществляется тщательный контроль за вводимыми в промывочную жидкость добавками.

По методике ВНИИгеофизики газонасыщенность промывочной жидкости углеводородными газами рассчитывается по формуле:

$$q = 10^{-2} \frac{V_G \sum_{i=1}^{i=m} C_i}{V_P}, \quad (4.5)$$

где:  $\sum C_i$  – суммарное содержание УВГ в выделившемся газе, %;

$m$  – число анализируемых компонентов углеводородных газов;

$V_G$  – объем газа, выделившегося при дегазации пробы промывочной жидкости, см<sup>3</sup>;

$V_P$  – объем пробы промывочной жидкости, см<sup>3</sup>.

Для того чтобы рассчитать газонасыщенность, необходимо отобрать несколько проб промывочной жидкости в закрытые емкости как можно ближе к устью скважины. Определить объемы газа и проб жидкости и произвести разовый анализ (разгонку) отобранных газов с помощью хроматографа или ТВД.

Параметр, непосредственно характеризующий газосодержание пласта, – приведенные газопоказания ( $\Gamma_{пр}$ ), которые представляют приведенный к нормальным условиям объем газа (в  $\text{м}^3$ ), переходящего в промывочную жидкость при разбуривании  $1 \text{ м}^3$  породы, и определяются по формуле:

$$\Gamma_{пр} = 10^{-3} \cdot K_{д} \cdot \Gamma_{сум} \cdot E, \quad (4.6)$$

где:  $E$  – коэффициент разбавления;

$K_{д}$  – коэффициент дегазации, определяется по следующей формуле:

$$K_{д} = \frac{q_{ср}}{\Gamma_{сум}}, \quad (4.7)$$

$q_{ср}$  – средняя газонасыщенность проб раствора по данным ТВД (несколько проб).

Коэффициент разбавления  $E$  представляет собой объем промывочной жидкости (в  $\text{м}^3$ ), прошедшего через забой при разбуривании  $1 \text{ м}^3$  породы.

Зная приведенные газопоказания, можно рассчитать остаточное газосодержание  $F_{г}$  пласта и остаточное нефтегазосодержание пласта  $F_{нг}$ :

$$F_{г} = 0,37 \Gamma_{пр} \frac{z \cdot T}{P_{пл}}; \quad (4.8)$$

$$F_{нг} = \left( \frac{1760}{H} + 0,28 \right) \Gamma_{пр}; \quad (4.9)$$

где:  $z$  – коэффициент сжимаемости газа;

$T$  – температура пласта;

$P_{пл}$  – пластовое давление;

$H$  – глубина залегания пласта.

## § 5. Определение насыщенности пластов

Использование  $\Gamma_{сум}$  из-за низкой степени дегазации применяемых поплавковых дегазаторов не обеспечивает качественную оценку пластов по



характеру насыщения. Подавляющее большинство нефтеносных и водоносных пластов характеризуется одинаковыми суммарными газопоказаниями, следовательно, не всегда удастся отличить нефтенасыщенный пласт от водоносного пласта с остаточной нефтью.

Углеводородные газы газовых, газоконденсатных, нефтяных и водоносных пластов существенно отличаются между собой по относительному составу, что является важным диагностическим признаком при определении характера насыщения коллектора.

Средний состав газов газовых месторождений России и стран СНГ приведен в таблице 4.1 (по Муравьеву П.П.).

Таблица 4.1

Глубина залежи, м	Состав газов, %					
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>
500–1000	96,73	0,51	0,17	0,09	0,10	0,28
1000–1500	94,23	1,33	0,41	0,19	0,27	0,27
1500–2000	93,6	2,44	0,68	0,28	0,51	3,31
>2000	89,17	4,35	1,19	0,42	1,06	2,65

Средний состав попутных нефтяных месторождений различного возраста приведен в таблице 4.2.

Газонасыщенность промывочной жидкости при разбуривании газоносного коллектора составляет обычно десятки и даже сотни см<sup>3</sup>/л. При вскрытии нефтенасыщенного пласта газонасыщенность промывочной жидкости гораздо меньше и изменяется обычно в пределах 10–20 см<sup>3</sup>/л. Для всех газовых залежей характерно высокое содержание метана (от 89,17 до 97,84%) в общем объеме углеводородных и неуглеводородных газов, а без учета содержания CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub> объемное содержание метана достигает 99,7%. В составе попутного газа нефтяных месторождений, приуроченных к отложениям карбона и девона, объемное содержание метана не превышает 50–60% и резко

возрастает, по сравнению с газовыми месторождениями, содержание тяжелых компонентов – этана, пропана и бутана. Для нефтяных месторождений нижнего мела и юры состав попутного газа меняется в сторону увеличения доли легких углеводородов.

Таблица 4.2

Возраст пород	Состав газов, % об.							
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> O <sub>14</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
Плиоцен	90,9	3,3	1,8	1,0	0,9	-	-	1,80
Миоцен	84,57	2,56	1,47	1,06	1,45	-	0,01	7,68
Олигоцен	76,10	5,11	6,16	6,35	3,29	0,05	0,06	1,48
Эоцен	76,02	7,46	6,32	3,35	3,32	-	-	3,28
Палеоцен	76,91	5,67	4,60	3,26	2,75	0,07	-	3,73
Нижний мел	87,33	3,13	2,00	0,82	0,22	0,02	1,23	1,67
Юра	72,36	8,44	6,25	5,62	1,71	-	0,86	1,47
Нижняя Пермь	59,92	14,96	10,13	5,36	2,04	0,18	1,27	1,00
Средний карбон	39,49	14,46	13,09	6,96	3,33	0,13	0,87	0,52
Нижний карбон	56,52	10,11	8,59	4,47	2,21	0,12	0,85	1,53
Девон	44,63	14,82	16,13	7,99	3,16	0,35	0,16	0,48

Таким образом, для определения насыщенности пласта необходимо определить относительное содержание каждого измеренного газового компонента в смеси, т. е. проводить отдельный анализ газа (РАГ). Эти параметры, как уже было отмечено выше, автоматически рассчитываются и строятся на диаграммах в масштабе глубины. Для облегчения интерпретации можно воспользоваться так



называемыми палетками РАГ, которые представляют собой построенные в двухкоординатной сетке кривые (по оси X – исследуемые компоненты: метан –  $\text{CH}_4$ , этан –  $\text{C}_2\text{H}_6$ , пропан –  $\text{C}_3\text{H}_8$ , бутан –  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ , пентан –  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ; по оси Y – относительные концентрации компонентов, %). Для каждого нефтяного региона, месторождения, площади существуют свои распределения концентраций. На практике граничные (min и max) значения относительных содержаний УВГ определяются до начала бурения для каждой площади, строятся в виде палеток и служат вспомогательным методом для определения характера насыщения.

Ниже приведены рисунки (4.4 а, 4.4 б, 4.4 в), иллюстрирующие характер изменения распределения относительных содержаний УВГ компонент для одной площади, но разных пластов. Исследования проводились для условий Республики Башкортостан.

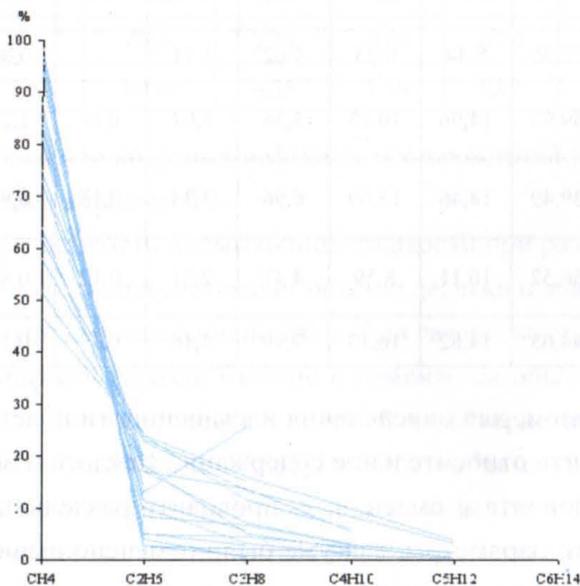


Рис. 4.4 а. Водонасыщенные пласты

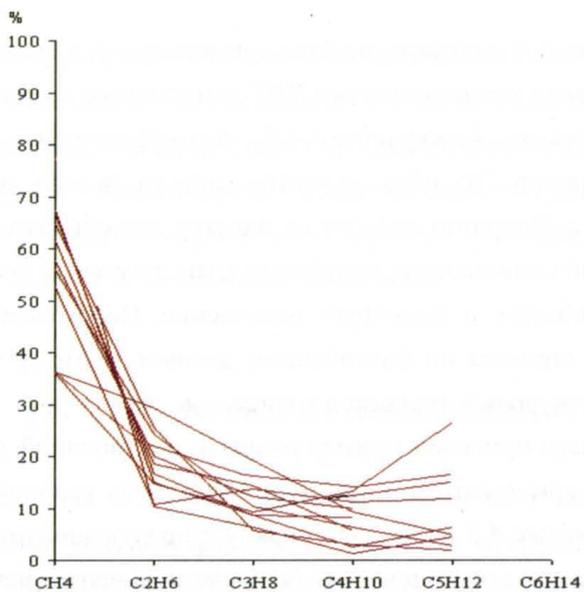


Рис. 4.4 б. Нефтеносные пласты

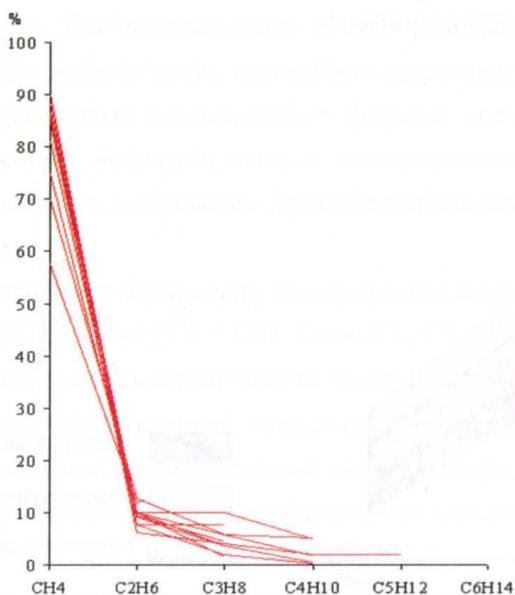


Рис. 4.4 в. Газоносные пласты



На рисунке 4.4 *а* область между минимальными и максимальными относительными концентрациями УВГ компонентов соответствует водоносным пластам. Аналогично 4.4 *б* – для нефтеносных и 4.4 *в* – газоносных пластов. Эти области можно нанести на одну сетку – это и будет палетка. Оператор наносит на палетку значения относительных концентраций компонентов, полученных им с помощью хроматографа, определяет область и фиксирует насыщение. Необходимо отметить, что палетки строятся по фактическим данным, поэтому чем больше статистика измерений, тем метод точнее.

Для примера приведем пример палетки, построенной для упрощения по двум компонентам – метану и этану – для условий Башкортостана. На рисунке 4.5 видно, что наряду с продуктивными областями на палетке присутствует довольно большая зона неоднозначности. Величина ее зависит от количества статистического материала. При попадании результатов в зону неоднозначности необходимо привлекать к интерпретации другие методы.

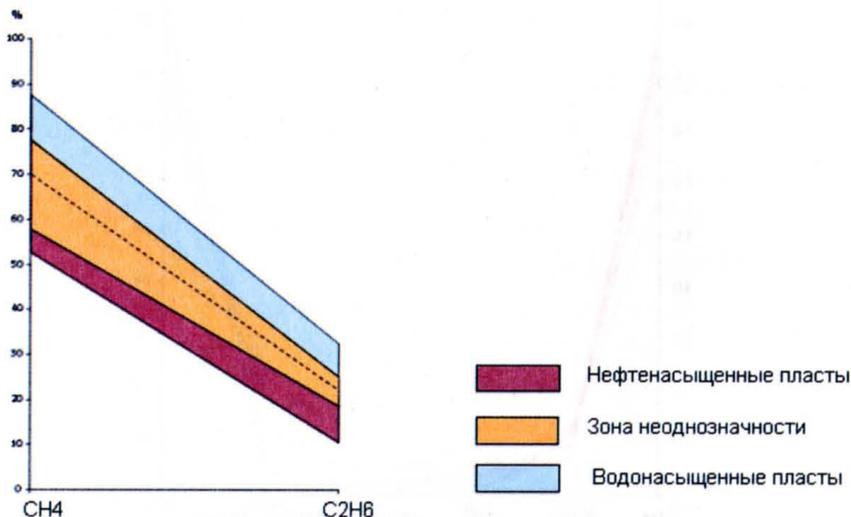


Рис. 4.5. Палетка РАГ

Как видно на рисунках 4.4 а и 4.4 в, относительный состав газа (РАГ) для газонасыщенных и водонасыщенных пластов очень похож. В данном случае необходимо привлекать к интерпретации параметр  $\Gamma_{\text{сум}}$ , т. к. значения  $\Gamma_{\text{сум}}$  для газонасыщенных и водонасыщенных пластов сильно различаются. Общее суммарное газосодержание газонасыщенных объектов (пластов) всегда выше водонасыщенных.

## § 6. Метод флюидных коэффициентов

Для повышения информативности компонентного анализа можно воспользоваться методом флюидных (газовых) коэффициентов, т. е. отношений компонентов между собой. Формулы флюидных коэффициентов являются эмпирическими и создаются для конкретного нефтегазового региона. Как правило, в другом регионе они не являются информативными. Для использования метода флюидных коэффициентов необходимо опытным путем определить граничные значения коэффициентов, характерных для различных фазовых состояний УВГ, составляющих залежь: нефтяная, газовая, газоконденсатная, нефтяная с газовой оторочкой и т. д. Приведем примеры использования флюидных коэффициентов.

На месторождениях Татарстана используются коэффициенты:  
$$(C1 + C2) / (C5 + C6), G_{\text{сум}} / C1, C1 + C2.$$

На базе большого статистического материала были определены граничные значения флюидных коэффициентов конкретно для каждой продуктивной или непродуктивной залежи. Например, пашийская нефтяная залежь характеризуется следующими значениями:

$$(C1 + C2) / (C5 + C6) < 3,1.$$

Необходимо отметить, что всегда существует зона неоднозначности, поэтому этот метод необходимо применять в комплексе с другими.



Существуют и более сложные коэффициенты, например:

$C_2/C_3 + (C_1 + C_2 + C_3)/C_5$  (предложен Ю.П. Коротаевым и др.), для этого коэффициента определены следующие граничные значения:

Газовые залежи	> 450
Нефтяные залежи	< 7
Газоконденсатные	7–15
Газоконденсатные с нефтяной оторочкой	15–60.

Э.Е. Лукьяновым был предложен один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно с большой степенью вероятности определить характер насыщения залежи:

$$\text{ОПУС} = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times \dots \times C_{n-1}}{(C_2 + C_3 + \dots + C_n)^{n-1}}, \quad (4.10)$$

где  $n$  – порядковый номер компонента.

Значения  $C_1, \dots, C_n$  берутся в относительных процентах.

Существует возможность использования ОПУС с различным количеством компонентов (до семи) в зависимости от решаемых задач и возможностей газоаналитической аппаратуры, например:

$$\text{ОПУС}_4 = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3}{(C_2 + C_3 + C_4)^3}. \quad (4.11)$$

При добавках нефти в буровой раствор рекомендуется использовать  $\text{ОПУС}_3$  или  $\text{ОПУС}_4$ .

Промышленное опробование  $\text{ОПУС}_3$  не только показало высокую эффективность (91%) разделения нефтенасыщенных и водонасыщенных объектов, но и возможность определения природы (характера), флюидонасыщения, например, для водонасыщенных объектов удалось по значению  $\text{ОПУС}_3$  разделить воды, находящиеся в непосредственной близости от залежи нефти (близость ВНК), воды, находящиеся от залежи на некотором удалении (законтурные скважины),

и воды бассейна (неперспективные скважины с большим удалением от залежи). Для примера приведем таблицу с распределением РАГ и значений ОПУС для Волго-Уральской нефтяной провинции (по Э.Е. Лукьянову).

Таблица 4.3

Пластовые газы	Состав углеводородов, % об.					ОПУС
	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\text{C}_5\text{H}_{12}$ +выш.	
Природные газы	$\frac{90,5-94,2}{91,7}$	$\frac{3,3-6,4}{5,1}$	$\frac{0,6-2,2}{1,7}$	$\frac{0,3-1,6}{0,8}$	$\frac{0,3-1,4}{0,7}$	0,638
Попутные (нефтяные) газы пермских отложений	$\frac{27,6-79,2}{53,0}$	$\frac{8,6-26,6}{19,7}$	$\frac{8,0-29,0}{16,5}$	$\frac{2,4-16,3}{7,0}$	$\frac{1,1-12,3}{3,8}$	354
Попутные газы каменноугольных отложений	$\frac{31,6-50}{40,7}$	$\frac{9,5-29,2}{22,9}$	$\frac{14,1-35,2}{21,9}$	$\frac{2,9-18,5}{9,5}$	$\frac{2,2-11,0}{5}$	987
Попутные газы девонских отложений	$\frac{35,0-55,5}{47,6}$	$\frac{11,9-28,2}{21,2}$	$\frac{12,5-29,7}{20,0}$	$\frac{4,0-15,7}{7,6}$	$\frac{1,2-8,6}{3,6}$	465
Газы пластовых вод, контактирующих с залежами нефти и газа	$\frac{84,0-100}{91,6}$	$\frac{0-14,0}{7,4}$	$\frac{0-4,5}{0,8}$	$\frac{0-4,1}{0,2}$	-	0,153

Необходимо отметить еще раз, что значения ОПУСа, так же, как и другие приведенные в данной главе флюидные коэффициенты, довольно жестко привязаны к регионам, и для их использования необходима большая предварительная работа по накоплению статистического материала.



## § 7. Метод газового треугольника

При наличии в исследуемом районе большого объема фактического материала по газовому каротажу можно воспользоваться методикой фирмы «Геосервис», основанной на определении соотношения между величинами различных компонентов УВГ (вычислении флюидных коэффициентов) и нанесении этих величин на специальную трехкоординатную диаграмму (так называемый треугольник). Координатные оси расположены под углом  $120^\circ$  справа налево. На сетку наносятся значения следующих флюидных коэффициентов

$$\frac{C_3 H_8}{\sum_{n=1}^{n=4} C_n}; \quad \frac{C_2 H_6}{\sum_{n=1}^{n=4} C_n}; \quad \frac{C_4 H}{\sum_{n=1}^{n=4} C_n};$$

путем проведения линий по трем координатным осям.

Пример определения насыщения пласта с помощью газового треугольника приведен на рисунке 4.6.

В данном случае сумма углеводородных газов складывается из суммы относительных концентраций четырех компонентов: метана, этана, пропана и бутана. Если вершина построенного треугольника смотрит вниз – коллектор нефтенасыщенный, если вверх – газонасыщенный. Площадь треугольника позволяет судить о газовом факторе пласта. Большой треугольник с вершиной, смотрящей вверх, свидетельствует о чисто газовой залежи, а большой треугольник с вершиной вниз – чисто нефтяной залежи.

Для каждого конкретного региона на основе статистической обработки геохимической информации и данных испытаний пластов-коллекторов определяются граничные значения флюидных коэффициентов для продуктивных и непродуктивных пластов, и на трехкоординатной диаграмме выделяется так называемая продуктивная область значений флюидных коэффициентов. Если точка пересечения

трех линий попадает в эту область, пласт представляет промышленную значимость, если не попадает – пласт непродуктивный. Пример построения области приведен на рисунке 4.7.

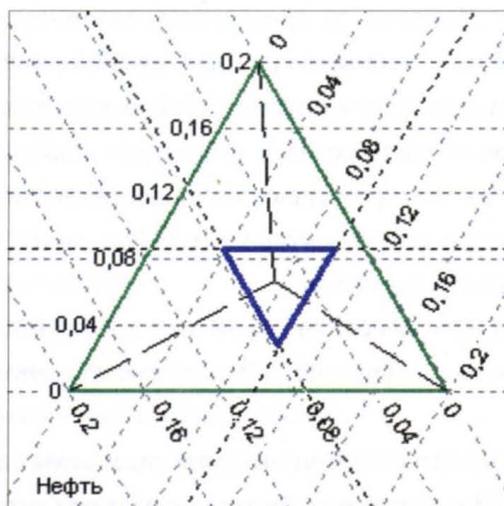


Рис. 4.6. Определение насыщения с помощью газового треугольника

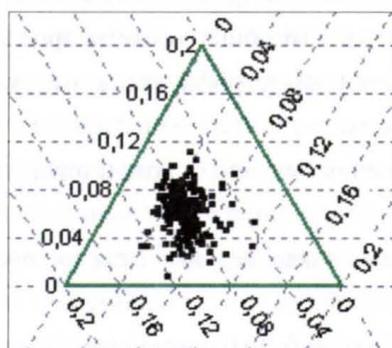


Рис. 4.7. Определение промышленной значимости залежи

При незначительном объеме фактического материала по ранее пробуренным на площади скважинам с помощью трехкоординатной диа-



граммы можно судить только о характере насыщения коллектора (нефть – газ). Если по палеткам РАГ и ГФК пласт классифицируется как нефтегазонасыщенный, рассчитывается величина  $F_r$ , которая сравнивается с граничной для нефте- и газоносных пластов данного района. Так как  $F_r$  зависит в основном от приведенных газопоказаний, величина которых изменяется в широких пределах (от 0,05 до 20 и выше), при оценке характера насыщения пласта необходимо использовать информацию по другим методам: по ЛБА, газометрии шлама и др.

Несмотря на то, что промышленное опробование метода показало достаточно высокую его эффективность (85%), метод газового треугольника имеет ряд недостатков:

- точность метода зависит от статистики предварительных исследований, граничные линии фракций УВГ могут не соответствовать практически;
- метод не привязан к глубине, что затрудняет увязку данных.

Газовый каротаж в процессе бурения имеет ряд ограничений. Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов невозможно или сильно затруднено, если, во-первых, в промывочную жидкость вводится недегазированная нефть (>10% от общего объема промывочной жидкости), во-вторых, наблюдается катастрофическое или полное поглощение промывочной жидкости.

Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов затруднено при следующих ситуациях:

- 1) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (>30%);
- 2) мощность пласта мала (<1 м) и механическая скорость бурения низка (<1 м/ч);
- 3) происходит поступление газа из вышележащих пластов;
- 4) при плохой очистке и дегазации промывочной жидкости.

Характер насыщения выделенных интервалов описывается согласно

РД 03-05771937-062-2000, где допускаются следующие характеристики:

- слабонефтенасыщенный;
- газонасыщенный;
- слабогазонасыщенный;
- газонефтенасыщенный;
- нефтеводонасыщенный;
- водонефтенасыщенный;
- обводненный;
- водонасыщенный;
- битуминозный;
- слабобитуминозный;
- окисленная нефть;
- без признаков углеводородов;
- послевливание вышележащих пластов.

Окончательно определение характера и степени насыщения пластов необходимо решать комплексно, привлекая материалы ГТИ и ГИС.

При совместной обработке геолого-технологической и геофизической информации обычно возникают три варианта соотношения результатов:

1. Характер и степень насыщенности пласта по данным ГТИ и ГИС совпадают, поэтому выдача однозначного заключения не вызывает затруднений.

2. Характер и степень насыщенности пласта по данным ГТИ и ГИС незначительно различаются. В этом случае предпочтение надо отдавать методам, включающим более явную характеристику. Для пластов мощностью более 2 м и коллекторов порового типа предпочтительнее методы ГИС, а для маломощных пластов толщиной 1–2 м и коллекторов сложного строения – методы ГТИ, особенно при анализе бурового шлама и керна.

3. Характер и степень насыщенности пласта по данным ГИС и ГТИ резко отличаются, и в целом нельзя дать однозначное заключение об объекте. В данном случае необходимо привлечь дополнительный материал ГИС, ГТИ, ИПТ по пробуренным рядом скважинам.



Схема принятия решений при различных вариантах соотношения результатов ГТИ и ГИС показана на рисунке 4.8.

В связи с невысокой точностью определения глубины аппаратно-программным комплексом ГТИ (глубина в ГТИ является расчетным параметром и зависит от многих факторов) глубина залегания выделенных продуктивных пластов, глубина определенных по шламу и керну литологических разностей в обязательном порядке сбивается с глубиной, определенной методами ГИС. При несовпадении значений предпочтение отдается глубине по ГИС.

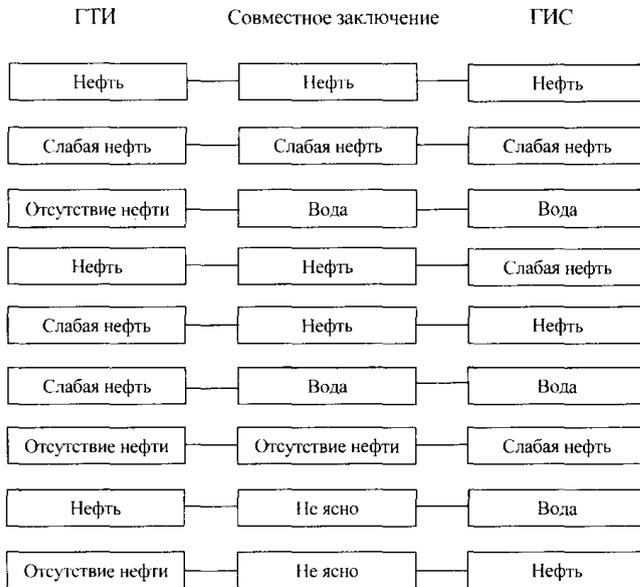


Рис. 4.8. Схема принятия решений для определения характера и степени насыщения пласта по данным ГИС–ГТИ

## ГЛАВА 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

### § 1. Контроль параметров

Главная задача технологических исследований – это получение информации о ходе бурения и о процессах, происходящих в скважине и пласте, и использование ее с целью безаварийной и рациональной проводки скважин.

Для этого операторы станции ГТИ осуществляют:

- сбор информация ГТИ;
- контроль за изменениями технологических параметров;
- выделение аномалий;
- определение вида аномалий;
- определение отклонений от техпроекта на бурение скважины;
- оценку ситуаций;
- необходимые расчеты;
- выдачу предупреждений и рекомендаций буровой бригаде.

К информации, которая собирается, контролируется и обрабатывается в процессе технологических исследований, относятся следующие ее виды:

- проектная информация о разрезе, технологии и режиме проводки скважины (техпроект, ГТН, РТК);
- фактические технико-технологические данные по скважине и применяемому буровому оборудованию;
- информация об используемых промывочных жидкостях;



– результаты автоматического измерения технологических параметров;

– фактические данные о геологическом разрезе по результатам анализа шлама, керна, промывочной жидкости;

– информация о работе буровой бригады, время проведения различных операций.

В процессе бурения с помощью автоматических датчиков непрерывно регистрируются следующие технологические параметры:

– глубина скважины;

– механическая скорость проходки;

– вес на крюке;

– нагрузка на долото;

– давление промывочной жидкости на входе;

– давление промывочной жидкости на выходе (в затрубье);

– расход промывочной жидкости на выходе из скважины (индикатор потока);

– расход промывочной жидкости на входе;

– уровень и объем промывочной жидкости в приемных емкостях и доливочной емкости;

– скорость спуска и подъема бурильного инструмента;

– плотность промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;

– число ходов насосов;

– температура промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;

– электропроводность промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;

– крутящий момент на роторе;

– крутящий момент на ключе;

– обороты ротора.

В процессе технологических исследований фиксируются и коррек-

тируются по мере изменения следующие сведения:

- конструкция бурового инструмента;
- конструкция скважины;
- диаметры и интервалы открытого ствола скважины;
- диаметр и глубина спуска обсадных колонн;
- количество емкостей, включенных в циркуляцию, и площадь их поверхности;
- наименование используемых систем очистки и дегазации промывочной жидкости;
- наименование производимых на буровой операций с указанием времени начала и конца;
- оценка ситуаций и краткая их характеристика;
- выдаваемые буровой бригаде предупреждения и рекомендации;
- оценка действий буровой бригады после выдачи предупреждений и рекомендаций;
- типоразмеры спускаемых долот, их износ;
- фактическая проходка и время долбления;
- параметры промывочной жидкости.

В процессе работы оператором проводятся следующие обязательные определения и расчеты:

- объем слива из желобов и манифольда после выключения циркуляции и объем их заполнения после включения (по уровню и рабочей емкости);
- объем промывочной жидкости в трубах  $V_{\tau}$ , кольцевом пространстве  $V_{\text{кп}}$  и общий объем в скважине (расчет производится через каждые 50 м проходки, а также при изменении конструкции скважины или буровой колонны):

$$V_{\tau} = \frac{\pi d_{\tau}^2}{4 \cdot 10^6} \cdot L; \quad (5.1)$$



$$V_{\text{кп}} = \frac{\pi}{4 \cdot 10^6} \cdot (D^2 - d_{\text{н}}^2) \cdot L, \quad (5.2)$$

где:  $d_{\text{т}}$  – внутренний диаметр труб, мм;

$L$  – длина труб, м;

$D$  – диаметр скважины, мм;

$d_{\text{н}}$  – наружный диаметр труб, мм;

– продолжительность полуциклов циркуляции по трубам и кольцевому пространству и общего цикла циркуляции;

– теоретический вес бурильной колонны:

$$W_{\text{теор}} = \left( \sum_1^n g_i l_i \right) \left( 1 - \frac{\gamma}{\gamma_{\text{м}}} \right) + W_{\text{в}}, \quad (5.3)$$

где:  $n$  – число секций труб;

$g_i$  – приведенный вес одного метра труб  $i$ -й секции, т;

$l_i$  – длина  $i$ -й секции труб, м;

$\gamma$  – плотность промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>;

$\gamma_{\text{м}}$  – плотность металла труб, г/см<sup>3</sup>;

$W_{\text{в}}$  – вес вертлюга со шлангом и ведущей трубой, т;

– сопоставление фактического веса колонны (определяется как полусумма значений веса по индикатору или диаграмме веса при медленном плавном подъеме и таком же спуске колонны на длину квадрата) с теоретическим в начале каждого долбления, но не реже чем один раз за 10 наращиваний.

Все параметры, контролируемые в процессе технологических исследований, делятся на режимные и реагирующие.

К режимным параметрам относятся параметры, значения которых заданы условиями бурения и могут изменяться буровой бригадой:

– нагрузка на долото;

– число оборотов ротора;

– расход на входе (число двойных ходов насоса);

– характеристики промывочной жидкости на входе (плотность, вязкость, напряжение сдвига, фильтрация, минерализация, газосодержание, температура).

Величины режимных параметров устанавливаются и поддерживаются в соответствии с техпроектом ГТН и РТК. Операторы ГТИ контролируют это соответствие.

Реагирующие параметры – параметры, на изменение которых влияют изменение режимных параметров и условия в скважине (вес на крюке; давление промывочной жидкости на входе; крутящий момент на роторе; частота вращения долота (при турбинном бурении); расход промывочной жидкости на выходе; давление промывочной жидкости на выходе; скорость проходки; параметры промывочной жидкости на выходе).

При проведении технологического контроля бурения необходимо отслеживать изменения параметров на величину, превышающую погрешность определения данного параметра, и различать изменения (аномалии), вызванные действиями буровой бригады, и аномалии, появившиеся из-за непредвиденных свойств разреза, осложнений, аварий с инструментом и т. д.

Опасной аномалией называется аномальное изменение реагирующего параметра, не обусловленное изменением режимного параметра или технологической операцией. Такие аномалии возникают в результате изменения условий бурения, воздействия скважины, нарушения режима работы оборудования и бурильного инструмента. Именно эти аномалии являются признаками возможных предаварийных ситуаций. Любая аномалия регистрируемых параметров (технологическая и опасная) должна быть отмечена и объяснена в виде, обеспечивающем последующую интерпретацию записи. После оценки ситуации должна быть отметка о выданной рекомендации.

Характер изменения реагирующих параметров на увеличение режимных параметров приведен в таблице 5.1.



Таблица 5.1

## Характер изменения реагирующих параметров

Режимные параметры	Реагирующие параметры							
	Скорость проходки	Момент на роторе	Давление на входе	Расход на выходе	Объем раствора	Температура	Плотность	Газосодержание
Нагрузка на долото	+	+	0	0	0	0	0	0
Скорость вращения ротора	+(0)	+	0	0	0	0(+)	0	0
Расход на входе	+(0)	0	+	+	0	0(-)	0	0(-)
Плотность на входе	-(0)	0(+)	+	0	0	0(+)	+	0
Вязкость	0(-)	+(0)	+	0	0	0	0	0
Газосодержание	0(+)	0	-	+	+	-(0)	-	+

Примечание:

- 1) «+» – реагирующий параметр изменяется одновременно с изменением режимного;
- 2) «+» – реагирующий параметр изменяется через время полуцикла по трубам после изменения режимного;
- 3) «+» – реагирующий параметр изменяется через время цикла циркуляции;
- 4) «0» – параметр не меняется;
- 5) «+» – увеличение параметра;
- 6) «-» – уменьшение параметра;
- 7) «( )» – возможное изменение параметра.

Порядок работы оператора при обнаружении опасной аномалии следующий:

- выдача предупреждения буровой бригаде;
- анализ аномалии, определение наиболее вероятной ее причины и немедленная реакция на аномалию;
- проведение необходимых расчетов и определительских работ; сообщение буровой бригаде о ситуации, результатах расчетов и выдача рекомендаций.

Порядок анализа основных и наиболее типичных опасных аномалий с последующей оценкой ситуации представлен в таблице 5.2, где выделены три этапа анализа:

- аварийный (немедленный) анализ, по которому информация должна быть выдана немедленно (не позже трех минут после возникновения аномалии) и который предусматривает немедленные технологические действия бурильщика;
- срочный анализ, для которого может потребоваться дополнительная информация, выполнение кратковременных специальных (определяющих) работ. Рекомендация должна быть выдана не позже 15 минут после возникновения аномалии, если нет других специальных указаний;
- оперативный анализ выполняется на основе более длительных наблюдений (например, после полуцикла циркуляции, бурения определенного интервала и т. д.).



Таблица 5.2

## Анализ опасных аномалий и оценка ситуаций

Вид аномалии. Немедленный (аварийный) анализ	Возможные изменения параметров, результаты определительских работ	
	Срочный анализ	Оперативный анализ
1	2	3
В процессе бурения, проработки и промывки		
<p><b>1.</b> Резкое изменение уровня (объема) раствора в емкостях и, возможно, потока на выходе. Резкий рост скорости проходки. Возможно изменение крутящего момента на роторе и снижение давления на входе.</p> <p><b>Р.</b> Приподнять инструмент до положения муфты верхней трубы над ротором. Выключить циркуляцию. Визуально проверить положение уровня в скважине.</p> <p><b>О.</b> Контроль уровня в емкостях и потока на выходе.</p>	<p><b>1.1.</b> Наблюдается перелив из скважины.</p> <p><b>О.С.</b> Вскрытие проявляющего интервала, приток с забоя.</p> <p><b>О.</b> Расчет объема и интенсивности притока, оценка вида поступающего флюида. Контроль за ликвидацией проявления.</p>	<p><b>1.1.1.</b> Проявление ликвидировано.</p>
	<p><b>1.2.</b> Уровень в скважине снижается.</p> <p><b>О.С.</b> Вскрытие поглощающего интервала.</p> <p><b>Р.</b> Включить ненадолго циркуляцию.</p> <p><b>О.</b> Расчет объема поглощения и интенсивности с циркуляцией и без нее. Расчет давления начала поглощения.</p>	<p><b>1.2.1.</b> Поглощение прекратилось.</p>
	<p><b>1.3.</b> Уровень находится на устье или очень медленно снижается.</p> <p><b>О.С.</b> Вскрытие интервала с поглощением в процессе циркуляции.</p> <p><b>О.</b> Расчет объема и интенсивности поглощения.</p>	<p><b>1.3.1.</b> Поглощение прекратилось, или частичное поглощение.</p>
<p><b>2.</b> Появление кратковременных высокоамплитудных пиков крутящего момента на роторе и одновременно колебаний оборотов ротора (подклинки). Возможен рост давления.</p> <p><b>П.</b> Подклинки.</p>	<p><b>2.1.</b> Затяжка при подъеме. Возможно сохранение подклинок. Рост давления, возможны при этом колебания.</p> <p><b>П.</b> Возможен обвал стенок скважины.</p> <p><b>Р.</b> Осторожное расхаживание с вращением и циркуляцией.</p>	

1	2	3
<p><b>Р.</b> Продолжая циркуляцию и вращение ротором, приподнять инструмент на длину квадрата.</p> <p><b>О.</b> Контроль веса на крюке, давления на входе и момента на роторе.</p>	<p><b>О.</b> Контроль веса, момента, давления; анализ шлама.</p>	<p><b>2.1.1.</b> Параметры стабилизировались.</p> <p><b>О.С.</b> Зашламление забоя.</p> <p><b>О.</b> Проверка УКП на вынос шлама.</p> <p><b>2.1.2.</b> Затяжки при подъеме, посадки при спуске. Подклинки сохраняются или увеличиваются. Колебания давления на фоне общего роста. Возможно снижение скорости потока. В шламе аномальное количество обвальнoй породы. Возможен рост давления до потери циркуляции.</p> <p><b>О.С.</b> Обвал стенок скважины.</p> <p><b>О.</b> Проверка УКП на вынос шлама. Определение интервала обваливания. Расчет режима течения в кольцевом пространстве в условиях интенсивной циркуляции.</p>
	<p><b>2.2.</b> Затяжки при подъеме. Подклинки сохраняются. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>Р.</b> Осторожное расхаживание с вращением и циркуляцией.</p> <p><b>О.</b> Контроль веса, момента, оборотов.</p>	
	<p><b>2.3.</b> Резкое снижение давления на входе и, возможно, веса на крюке. Подклинки отсутствуют.</p> <p><b>О.С.</b> Слом (обрыв) бурильного инструмента.</p> <p><b>О.</b> По весу оценить глубину слома.</p>	



1	2	3
	<p><b>2.4.</b> Вес на крюке и давление на входе соответствуют нормальным. Подклинки отсутствуют. Момент снизился и равен моменту при холостом вращении инструмента.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение с постепенным увеличением нагрузки до плановой.</p> <p><b>О.</b> Контроль момента и оборотов ротора.</p>	<p><b>2.4.1.</b> Подклинки отсутствуют. Все параметры стабильны.</p> <p><b>О.С.</b> Наблюдалась случайная подклинка, связанная с формой забоя или попаданием обломка породы под долото.</p> <p><b>2.4.2.</b> Вновь появляются высокоамплитудные увеличения момента и подклинки. Скорость проходки снижается.</p> <p><b>Р.</b> Подъем.</p> <p><b>О.С.</b> Износ опоры долота.</p> <p><b>О.</b> Оценка износа поднятого долота.</p> <p><b>2.4.3.</b> Кривая момента на диаграмме приобретает характерный «пилообразный» вид с широкой амплитудой колебаний.</p> <p><b>О.С.</b> Наличие металла на забое. Возможен аварийный износ долота.</p> <p><b>Р.</b> Подъем.</p> <p><b>О.</b> Оценка износа поднятого долота.</p>
<p><b>3.</b> Резкое снижение давления на входе с одновременным снижением расхода на входе (при дизельном приводе – одновременно небольшое увеличение числа ходов насоса). Возможно, этому предшествовало плавное небольшое снижение давления.</p> <p><b>П.</b> Возможно проявление.</p>	<p><b>3.1.</b> Газосодержание раствора повышено, плотность снижена. Увеличение уровня в емкостях и, возможно, снижение темпа увеличения температуры раствора на выходе.</p> <p><b>О.С.</b> Выход на поверхность «пачки» газированного раствора (без выброса).</p>	<p><b>3.1.1.</b> Газосодержание раствора продолжает расти, плотность снижается. Возможно расплескивание раствора вокруг устья (колебания потока на выходе) и повышение уровня в емкости.</p> <p><b>О.С.</b> Интенсивное проявление газированной «пачки» раствора большого объема.</p>

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3
<p><b>Р.</b> Продолжая циркуляцию, осторожно поднять инструмент до положения муфты верхней трубы над ротором.</p> <p><b>О.</b> Контроль параметров раствора на выходе, давления на входе, уровня в емкостях и потока на выходе.</p>	<p><b>Р.</b> Дегазировать или удалить из системы циркуляции «пачку» газированного раствора. Не допускать закачки в скважину газированного раствора.</p> <p><b>О.</b> Контроль параметров раствора на выходе.</p>	<p><b>О.</b> Расчет объема проявления и оценка вида поступившего флюида. Контроль за ликвидацией проявления.</p> <p><b>3.1.2.</b> Параметры раствора приведены в норму. Газосодержание снизилось до фонового.</p> <p><b>О.</b> Контроль по циклу циркуляции за изменением параметров раствора с целью своевременного выявления и дегазации закаченной в скважину части газовой «пачки».</p>
	<p><b>3.2.</b> Поток на выходе снижается одновременно со снижением давления и расхода на входе. На фоне общего снижения давления возможны скачки и колебания. Параметры раствора стабильны.</p> <p><b>О.С.</b> Неисправность насосов.</p>	
<p><b>4.</b> Постепенное (возможно резкое) снижение давления при постоянном расходе на входе.</p> <p><b>Р.</b> Продолжая циркуляцию, приподнять инструмент над забоем на 1–2 м.</p> <p><b>О.</b> Контроль давления, веса.</p>	<p><b>4.1.</b> Вес на крюке и давление резко снизились.</p> <p><b>О.С.</b> Слом (обрыв) бурильного инструмента.</p> <p><b>О.</b> По весу оценить глубину слома.</p>	
	<p><b>4.2.</b> Давление продолжает плавно или ступенчато снижаться, возможно, с меньшей интенсивностью.</p> <p><b>П.</b> Возможен промыв инструмента.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение в течение 15–20 мин., но не более 1 м.</p> <p><b>О.</b> Контроль давления, скорости проходки, температуры раствора.</p>	<p><b>4.2.1.</b> Давление продолжает падать, снижается скорость проходки. Возможно снижение температуры и появление подклинок.</p> <p><b>О.С.</b> Промыв инструмента.</p>



1	2	3
		<p><b>4.2.2.</b> Давление стабилизировалось на более низком уровне, соответствующем бурению без насадки (насадок). Скорость проходки снижается. Возможны подклинки.</p> <p><b>О.С.</b> Разрушение (выпадение) насадки (насадок) долота.</p> <p><b>О.</b> Поиск оптимальной нагрузки.</p>
	<p><b>4.3.</b> Наблюдаются плавные колебания давления. Возможны одновременно колебания потока и уровня в емкостях.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение.</p> <p><b>О.</b> Контроль параметров промывочной жидкости на выходе.</p>	<p><b>4.3.1.</b> Установлены ритмичные по циклу циркуляции колебания вязкости, плотности и газосодержания промывочной жидкости.</p> <p><b>О.С.</b> В системе циркуляции неоднородная промывочная жидкость.</p>
<p><b>5.</b> Медленное увеличение давления на входе. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>П.</b> Возможны сальник на инструменте или обвал стенок скважины.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение с периодическим отрывом от забоя на длину квадрата.</p> <p><b>О.</b> Контроль давления, момента, веса.</p>	<p><b>5.1.</b> Давление продолжает плавно расти либо плавно снижается, колебания в широких пределах, возможно, сопровождающиеся изменением потока на выходе и уровня. Аномальное увеличение плотности и вязкости раствора на выходе. Затяжки при отрыве от забоя отсутствуют.</p> <p><b>О.С.</b> В системе циркуляции неоднородная промывочная жидкость. Имеется пачка высоковязкого раствора.</p>	

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3
	<p><b>5.2.</b> Давление продолжает расти, возможны небольшие затяжки при подъеме и увеличение момента. Скорость проходки снижается.</p> <p><b>Р.</b> Отрыв от забоя, промывка скважины.</p> <p><b>О.</b> Контроль давления и анализ шлама. Проверка <math>v_{кп}</math> на вынос шлама.</p>	<p><b>5.2.1.</b> Давление снижается до нормального. <math>v_{кп}</math> недостаточна или минимально необходима.</p> <p><b>О.С.</b> Зашламление забоя в результате недостаточной очистки.</p> <p><b>5.2.2.</b> Давление остается аномально повышенным, но возможно на этом фоне и небольшое снижение. В шламе повышенное содержание обвальнoй породы. <math>v_{кп}</math> достаточна.</p> <p><b>О.С.</b> Осыпи стенок скважины и недостаточная очистка забоя в КП в результате осыпания.</p> <p><b>О.</b> Расчет режима течения в условиях интенсивной циркуляции, определение интервала осыпания.</p>
	<p><b>5.3.</b> Давление продолжает расти, появляются подклинки при общем увеличении момента, наблюдаются затяжки при подъеме и посадки при спуске, иногда довольно значительные.</p> <p><b>Р.</b> Расхаживание инструмента с циркуляцией.</p> <p><b>О.</b> Контроль давления, веса, момента. Проверка <math>v_{кп}</math> на вынос шлама.</p>	<p><b>5.3.1.</b> Рост давления прекратился, возможно снижение. Затяжки и посадки снижаются, колебания момента уменьшаются.</p> <p><b>О.С.</b> Образование и разрушение сальника на инструменте.</p> <p><b>5.3.2.</b> Давление продолжает расти (возможно, до критического) или остается аномально высоким. Затяжки, посадки и колебания момента сохраняются или увеличиваются. Возможно снижение скорости потока.</p> <p><b>О.С.</b> Сальник на инструменте не сбивается. Угроза прихвата.</p>



1	2	3
	<p><b>5.4.</b> Давление продолжает расти, возможно, скачкообразно. Колебаний момента, затяжек и посадок не наблюдается.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение.</p> <p><b>О.</b> Контроль давления, момента.</p>	<p><b>5.4.1.</b> Продолжается рост давления, иногда до потери циркуляции. Возможно увеличение момента на роторе.</p> <p><b>О.С.</b> Забиты промывочные отверстия долота, турбобур или фильтр.</p> <p><b>5.4.2.</b> Давление на общем повышенном фоне скачкообразно меняется.</p> <p><b>О.С.</b> Недостаточная очистка раствора от шлама.</p>
<p><b>6.</b> Увеличение скорости проходки. Возможен небольшой рост момента. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение 1–2 м.</p> <p><b>О.</b> Контроль скорости проходки и уровня в емкостях. При резком изменении уровня – см. п.1.</p>	<p><b>6.1.</b> Скорость проходки увеличилась в интервале 1–2 м более чем на 50% и стабилизировалась. Возможно изменение момента. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>Р.</b> Геологическая промывка в течение полуцикла по кольцу.</p> <p><b>О.</b> Контроль промывочной жидкости на выходе и анализ шлама.</p>	<p><b>6.1.1.</b> По данным анализа шлама и раствора коллектор отсутствует.</p> <p><b>О.С.</b> Вскрытие более мягких отложений.</p> <p><b>О.</b> Поиск оптимальной нагрузки.</p> <p><b>6.1.2.</b> По данным анализа шлама и раствора вскрыт коллектор.</p>
<p><b>7.</b> Снижение скорости проходки. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>Р.</b> Продолжить бурение 1–2 м.</p> <p><b>О.</b> Контроль скорости проходки.</p>	<p><b>7.1.</b> Скорость проходки стабилизировалась на более низком уровне. Возможно снижение момента на роторе. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>О.С.</b> Вскрытие более твердых отложений.</p> <p><b>О.</b> Поиск оптимальной нагрузки. Расчет рейсовой скорости и стоимости метра проходки, поиск экстремумов. После достижения экстремумов – рекомендация на подъем. Оценка износа поднятого долота.</p>	

1	2	3
	<p><b>7.2.</b> Скорость проходки продолжает существенно падать. Момент на роторе снижается. Остальные параметры стабильны.</p> <p><b>О.С.</b> Износ вооружения долота.</p> <p><b>О.</b> Расчет рейсовой скорости и стоимости метра проходки, поиск экстремумов. После достижения экстремумов – рекомендация на подъем. Оценка износа поднятого долота.</p>	
<p>В процессе спускоподъемных операций</p>		
<p><b>8.</b> Нарушение балансов объема поднятых или спущенных труб и долитой в скважину при подъеме и вытесненной из скважины при спуске промывочной жидкости.</p> <p><b>Р.</b> Прекратить процесс подъема или спуска. Визуально проверить положение уровня в скважине.</p> <p><b>О.</b> Контроль потока на выходе и объема в емкостях.</p>	<p><b>8.1.</b> Наблюдается перелив из скважины.</p> <p><b>О.С.</b> Приток при СПО.</p> <p><b>О.</b> Расчет объема и (по возможности) интенсивности притока. Контроль за ликвидацией проявления. Расчет допустимой скорости СПО.</p> <p><b>8.2.</b> Наблюдается снижение уровня в скважине.</p> <p><b>О.С.</b> Поглощение при СПО.</p> <p><b>О.</b> Расчет (по возможности) объема и интенсивности поглощения. Контроль за ликвидацией поглощения. Расчет допустимой скорости СПО.</p> <p><b>8.3.</b> Уровень находится на устье.</p> <p><b>Р.</b> Контрольный спуск (подъем) пяти свечей с контролем положения уровня в скважине.</p> <p><b>О.</b> Тщательный контроль баланса объемов труб и вытесненного (долитого) раствора. Контроль веса на крюке.</p>	<p><b>8.3.1.</b> При подъеме наблюдается перелив из скважины или уровень не снижается. Возможны затяжки инструмента.</p> <p><b>О.С.</b> Подъем со свабированием.</p> <p><b>О.</b> Расчет общего превышения объема с начала нарушения баланса и допустимой скорости СПО.</p>



1	2	3
В процессе бурения, проработки и промывки		
		<p><b>8.3.2.</b> При спуске объем вытесненного раствора меньше объема металла спущенных труб. <b>О.С.</b> Спуск с поршневанием. <b>О.</b> Расчет общего объема поглощения с начала нарушения баланса и допустимой скорости СПО.</p> <p><b>8.3.3.</b> При спуске объем вытесняемого раствора больше объема металла спущенных труб. Прирост веса на крюке меньше расчетного. <b>О.С.</b> Неполное заполнение бурильной колонны промывочной жидкостью (засорение промывочных отверстий долота, высокие структурные свойства раствора и т. п.).</p>
<p><b>9.</b> Резкое снижение веса на крюке при спуске инструмента (посадка). <b>П.</b> Возможен прихват. <b>Р.</b> Остановить спуск. Приподнять инструмент на 3–5 м и медленно спускать. <b>О.</b> Контроль веса на крюке и скорости спуска.</p>	<p><b>9.1.</b> При подъеме инструмента вес на крюке соответствует нормальному, при спуске наблюдается посадка. <b>Р.</b> Осторожный с поворотом ротора спуск. <b>О.</b> Контроль веса на крюке и скорости спуска.</p>	<p><b>9.1.1.</b> Вес соответствует нормальному. <b>О.С.</b> Зацепление колонной за небольшой уступ. <b>О.</b> Зафиксировать глубину, на которой расположен уступ. Обратить внимание на возможность зацепления за него замками или другими элементами бурильной колонны при последующем спуске.</p> <p><b>9.1.2.</b> Посадки увеличиваются. <b>О.С.</b> Посадка на уступе (козырьке), воронке. <b>О.</b> Зафиксировать глубину и мощность прихватопасного интервала.</p>

1	2	3
	<p><b>9.2.</b> При подъеме вес на крюке выше нормы (затяжки), при спуске – ниже (посадки).  <b>О.С.</b> Сужение ствола скважины.  <b>О.</b> Зафиксировать глубину расположения прихватоопасного (суженного) интервала.</p> <p><b>9.3.</b> При подъеме вес на крюке остается ниже нормы.  <b>О.С.</b> Слом бурильного инструмента.  <b>О.</b> По весу оценить глубину слома.</p>	
<p><b>10.</b> Резкое увеличение веса на крюке при подъеме инструмента (затяжка).  <b>П.</b> Возможен прихват.  <b>Р.</b> Осторожно, на медленной скорости и с проворотом ротора поднимать инструмент мимо места затяжки.  <b>О.</b> Контроль веса на крюке и скорости подъема.</p>	<p><b>10.1.</b> При подъеме вес на крюке нормализовался.  <b>О.С.</b> Зацепление колонной за небольшой козырек.  <b>О.</b> При дальнейшем подъеме определить глубину расположения козырька.</p> <p><b>10.2.</b> Вес на крюке растет.  <b>О.С.</b> Затяжки в прихватоопасном интервале (сужение, козырек).  <b>О.</b> Зафиксировать глубину и мощность прихватоопасного интервала.</p>	

Примечание:

- 1) П – предупреждение буровой бригады, которое в некоторых опасных случаях выдается до окончательной оценки ситуации;
- 2) Р – рекомендации бурильщику на проведение определительских работ, необходимых для дальнейшей оценки ситуации;
- 3) О.С. – оценка ситуации;



- 4)  $O$  – действия оператора, означающие тщательный контроль за изменением параметров и проведение необходимых расчетов;
- 5)  $v_{кп}$  – скорость движения промывочной жидкости в кольцевом пространстве.

## § 2. Оптимизация процесса бурения

Задача оптимизации процесса бурения скважины состоит в выборе и поддержании оптимального сочетания нагрузки и оборотов долота с целью достижения максимальной скорости проходки и своевременном подъеме изношенного долота, обеспечивающем безаварийное бурение.

Для решения поставленной задачи оператор должен определять или оценивать следующие ситуации, возникающие в процессе проводки:

- начало очередного долбления долотом;
- отклонение режимных параметров от заданных в ГТН и РТК;
- разрушение насадок долота;
- переслаивание пород с разной буримостью (вскрытие более мягких отложений, вскрытие более твердых отложений);
- износ вооружения долота;
- износ опоры долота.

### **Поиск оптимальных режимных параметров**

#### ***Поиск оптимальной нагрузки на долото***

В начале каждого нового долбления производится приработка нового долота, т. е. обкатка забоя под вооружение нового долота с пониженной нагрузкой. Момент окончания приработки определяется по кривой веса инструмента выходом нагрузки на долото на заданную величину. После приработки осуществляется поиск оптимальной нагрузки.

При изменении по технико-технологическим причинам таких режимных параметров, как нагрузка на долото, число оборотов ротора,

расход промывочной жидкости на входе, наиболее сильно влияющих на условия разрушения породы и очистки забоя, поиск возобновляется. Кроме того, поиск оптимальной нагрузки производится после разрушения и выпадения насадок долота. В процессе разбуривания определенного интервала ствола скважины, для которого заложено в РТК оптимальное сочетание режимных параметров, могут встретиться отложения с лучшей или худшей буримостью, для которых указанное сочетание параметров уже не будет оптимальным.

О вскрытии более твердых или более мягких отложений оператор информирует буровую бригаду, после чего производится поиск оптимальной нагрузки на долото. Величина оптимальной нагрузки на долото рекомендуется буровой бригаде для дальнейшего бурения.

Вскрытие более мягких отложений характеризуется повышением механической скорости проходки (уменьшением времени выбурки интервала между двумя подачами) и, как правило, повышением крутящего момента на роторе. Вскрытие более твердых отложений характеризуется снижением механической скорости проходки (ростом времени выбурки) и последующей стабилизацией, а в некоторых случаях и уменьшением крутящего момента на роторе. Все остальные параметры не информативны.

Вскрытие твердых отложений представляет собой более сложную ситуацию, поскольку, во-первых, существует опасность спутать ее с ситуацией износа долота по вооружению ввиду их схожести, во-вторых, износ долота в твердых породах может наступить раньше прогнозного времени долбления. В этой связи при вскрытии более твердых отложений, кроме поиска оптимальной нагрузки, требуется определение критериев подъема долота – рейсовой скорости и стоимости метра проходки.

Поиск оптимальной нагрузки на долото может производиться двумя способами: методом заторможенного вала лебедки и с помощью крите-



рия минимума времени бурения интервала проходки между двумя подачами инструмента (критерий минимума времени выбурки) при ступенчатом изменении величины подачи.

Поиск оптимальной нагрузки методом заторможенного вала лебедки осуществляется бурильщиком в следующем порядке:

- колонна труб приподнимается над забоем скважины на 1–2 м, затем опускается на забой, на долото создается максимально возможная для данных условий нагрузка;
- вал лебедки затормаживается, и происходит выбурка интервала с увеличением веса на крюке до величины, соответствующей весу свободно висящей колонны.

Оператор в это время контролирует по диаграмме изменение веса на крюке (нагрузки на долото). Оптимальной нагрузкой на долото считается такая нагрузка, при которой темп изменения нагрузки во времени максимальный (т. е. максимальна мгновенная скорость проходки). На диаграмме веса эта точка соответствует точке перегиба на кривой разгрузки.

В некоторых случаях, когда точка перегиба уже обнаружена и зафиксирована, не обязательно производить дальнейшую выбурку, о чем оператор сообщает буровой бригаде. Особенно это касается условий бурения с низкой механической скоростью проходки, когда время выбурки очень велико. При скорости проходки менее 1 м/ч этот метод неприемлем.

В условиях частого переслаивания пород поиск оптимальной нагрузки лучше производить по критерию минимума времени выбурки.

Изменение времени выбурки при условии учета износа долота свидетельствует об изменении твердости или моментоемкости пород, т. е. о переходе из одной породы в другую.

Наиболее часто увеличение времени выбурки связано с переходом из песчаного пласта в глинистый пласт. Выбор режима бурения в этом случае осуществляется путем уменьшения нагрузки на долото. Умень-

шение нагрузки возможно с приподъемом долота над забоем и без него, причем первый вариант наиболее эффективен, если наблюдается резкое увеличение времени выбурки или отсутствие выбурки. Для этого следует произвести приподъем долота над забоем на расстояние не менее 2 м и последующее бурение с нагрузкой, меньшей на 2–5 т предшествующего значения. Уменьшение нагрузки на долото без приподъема долота над забоем проводят при некотором увеличении времени выбурки и производят путем затормаживания лебедки до момента, когда вес колонны возрастает на величину 2–5 т.

При поиске оптимальной нагрузки следует учитывать износ долота. При износе опоры долота не рекомендуется производить увеличение подачи, так как это может привести к резкому уменьшению времени работы опоры долота. Если величина рекомендованной оператором оптимальной нагрузки на долото выходит за пределы диапазона нагрузок, заданного в РТК для данного интервала проходки, окончательное решение о величине нагрузки принимается буровой бригадой.

### *Поиск оптимального числа оборотов ротора*

При турбинном бурении, поскольку скорость вращения долота есть функция нагрузки, перечисленными способами определяется оптимальное сочетание параметров «нагрузка–скорость вращения», и нет необходимости специального поиска оптимального числа оборотов.

При роторном бурении можно совместить поиск оптимальной нагрузки с поиском оптимальных оборотов. Для этого разбуривание интервала при заторможенном вале лебедки производится несколько раз с различным числом оборотов ротора. При этом оптимальным числом оборотов будет такое, при котором линия разгрузки (особенно интервал перегиба) будет наиболее полой, т. е. время бурения минимальным. Если нет явного отличия во времени, то следует поддерживать такое число оборотов, при котором оптимальная нагрузка наименьшая, а при их равенстве – минимальное число оборотов.



В настоящее время поиск оптимальной нагрузки на долото производится методом заторможенного вала лебедки с помощью аппаратурно-программного комплекса ГТИ.

В данном случае поиск оптимальной нагрузки производится непрерывно программно с выводом в окне рабочей программы оператора сообщения о величине оптимальной нагрузки в данный момент и фактической. Все эти данные сохраняются в «журнале событий» для документирования.

### **Износ вооружения долота**

Износ вооружения долота заключается в частичном или полном разрушении породоразрушающих элементов долота. У фрезерованных долот износ вооружения проявляется в уменьшении высоты (истирании) и изменении конфигурации зуба, у зубковых долот – в частичном сколе и выпадении зубков из тела шарошки. Продолжать бурение сильно изношенным долотом экономически нецелесообразно, поэтому ситуация «износ вооружения долота» служит оператору основанием для выдачи рекомендации на подъем и смену долота.

Для определения момента подъема долота при износе вооружения служат следующие критерии: износ вооружения долота, определенный визуальным контролем за изменением параметров; прогнозная проходка на долото; прогнозное время долбления; критерий максимума рейсовой скорости и минимума стоимости метра проходки.

Износ вооружения долота при визуальном контроле за изменением параметров характеризуется значительным постоянным падением механической скорости проходки (увеличением времени выбурки) при стабильности всех остальных параметров.

Расчет рейсовой скорости  $v_p$  и стоимости метра проходки  $C$  оператор начинает при следующих ситуациях: вскрытии более твердых отложений; достижении 50%-ной прогнозной проходки на долото; из-

носе вооружения долота, определяемом визуальным контролем за изменением параметров.

Расчет производится по формулам:

$$v_p = \frac{h_d}{t_b + t_{\text{СПО}}}; \quad (5.4)$$

$$C = \frac{(t_b + t_{\text{СПО}})C_t + C_d}{h_d}, \quad (5.5)$$

где:  $h_d$  – текущая проходка на долото с начала долбления, м;

$t_b$  – текущее время механического бурения с начала долбления, ч;

$t_{\text{СПО}}$  – время спускоподъемной операции для данного долота, ч;

$C_t$  – стоимость часа работы буровой установки, руб/ч;

$C_d$  – стоимость долота, руб.

Величина  $t_{\text{СПО}}$  определяется как сумма фактического времени спуска данного долота с учетом подготовительно-заключительных работ к спуску и нормативного времени подъема на данной глубине. Данные нормативного времени подъема инструмента, стоимости часа работы буровой установки и стоимости долота оператор получает у бурового мастера или технологических служб УБР.

В настоящее время эта задача решается программно, вычисленные значения  $v_p$  и  $C$  наносятся на график в функции времени. Расчет ведется до тех пор, пока не будет достигнуто 75% прогнозной проходки на долото. Достижение экстремальных значений кривых  $v_{p_{\text{max}}}$  и  $C_{\text{min}}$  говорит о нецелесообразности продолжения бурения данным долотом. Если критерии  $v_{p_{\text{max}}}$  и  $C_{\text{min}}$  достигают своих экстремальных значений в разное время, то ориентироваться следует на тот критерий, который наступает позже. Таким образом, достижение экстремальных значений  $v_{p_{\text{max}}}$  и  $C_{\text{min}}$  является основанием для выдачи рекомендации буровой бригаде на подъем и смену долота.



### **Износ опоры долота**

Износ опоры долота заключается в износе или разрушении элементов подшипника опоры или уплотнительного кольца маслonaполненных опор. Из-за износа опоры под воздействием нагрузки может произойти заклинка подшипника, в результате чего прекращается перекачивание шарошки на забое. Если заклинка подшипника опоры носит кратковременный характер, а затем вращение шарошки восстанавливается, то момент прекращения вращения называется подклинкой долота (или шарошки). Если же вращение не восстанавливается даже после снятия нагрузки, то имеет место заклинка долота. Дальнейшее бурение заклиненным долотом может привести к разрушению элементов конструкции долота и оставлению их на забое.

Подклинки долота характеризуются единичными высокоамплитудными колебаниями крутящего момента, оборотов ротора и отсутствием выбурки на кривых веса инструмента, соответствующими моменту торможения шарошки. Заклинка шарошки характеризуется многократными подклинками с несколько сниженной амплитудой колебаний. Заклинка долота, значительный износ опоры долота с выпадением элементов опоры на забой, а также попадание на забой обломков твердосплавного вооружения характеризуется непрерывными подклинками; кривая момента при этом приобретает вид пилообразной размазанной кривой с амплитудой колебаний несколько меньшей, чем при единичных подклинках. Такой же вид имеет кривая момента при попадании на забой посторонних металлических предметов (см. рис. 5.8).

При появлении подклинок оператор предупреждает об этом буровую бригаду, инструмент отрывается от забоя с вращением, затем снова продолжается бурение. Если не было затяжки при отрыве от забоя и на холостом ходу подклинки отсутствуют, а при последующей нагрузке на долото появляются вновь, то это однозначно говорит об износе опоры долота. В этом случае необходимо учитывать время пребывания

долота на забое и изменение скорости проходки. Неоднократные подклинки, снижение скорости проходки и приближение времени работы данным долотом к прогнозному времени долбления (согласно данным режимно-технологической карты) служат обоснованием для подъема долота с целью замены. Если же подклинки приобретают непрерывный характер, то такая ситуация является аварийной и требует немедленного подъема долота, независимо от времени его пребывания на забое.

### § 3. Контроль давлений в скважине

Знание величины давления, которое создает промывочная жидкость на стенки и забой скважины, необходимо, во-первых, для целей предупреждения осложнений, во-вторых, для решения технологических задач.

Расчет давления в скважине производится в обязательном порядке для следующих ситуаций, возникающих в процессе бурения:

- при угрозе или наличии признаков неустойчивости ствола скважины;
- при начале поглощения промывочной жидкости (расчет давления начала поглощения);
- при вскрытии зон АВПД (расчет  $d$ -экспоненты);
- для определения давления при движении инструмента в случае СПО с поршневанием/свабированием.

Расчеты возобновляются, если происходят изменения:

- плотности промывочной жидкости более чем на  $0,02$  г/см<sup>3</sup>;
- длины бурильных труб более чем на 100–150 м;
- длины УБТ более чем на 30–50 м;
- расхода промывочной жидкости более чем на 1 л/с;
- свойств промывочной жидкости после химобработки;



– конструкции буровой колонны или конструкции скважины.

В зависимости от операции, проводимой в скважине, давление на стенки и забой будет разным.

Рассмотрим составляющие давления в скважине при различных операциях.

При полностью заполненной раствором скважине, отсутствии циркуляции и движения инструмента на забой и стенки создается давление, равное гидростатическому:

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} \quad (5.6)$$

При включенной циркуляции давление в скважине образуется суммой гидростатического давления и гидродинамических давлений в кольцевом пространстве:

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} \quad (5.7)$$

При движении инструмента в скважине и отсутствии циркуляции давление будет состоять из гидростатического и гидродинамического давления, вызванного движением инструмента (отрицательной или положительной составляющей).

Давление, создаваемое движущейся вверх буровой колонной, принято называть давлением свабирования. По отношению к забою и стенкам скважины это будет отрицательная составляющая.

Таким образом:

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} - \Delta P_{\text{сваб}} \quad (5.8)$$

При движении колонны буровых труб вниз возникает давление, которое называется давлением поршневания и является положительной составляющей:

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} + \Delta P_{\text{порш}} \quad (5.9)$$

Если в скважине колонна буровых труб движется при включенной циркуляции, то:

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} - \Delta P_{\text{сваб}} \quad (5.10)$$

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} + \Delta P_{\text{порш}} \quad (5.11)$$

При стагнации колонны бурильных труб возникает кратковременное избыточное давление, которое принято называть давлением пульсации. При соответствующих условиях (вязкий раствор, небольшой размер кольцевого пространства и т. д.) это давление может нарушить равновесие в системе «скважина – пласт», поэтому его тоже необходимо учитывать.

Таким образом:

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} - \Delta P_{\text{сваб}} + \Delta P_{\text{пульс}}; \quad (5.12)$$

$$P_{\text{скв}} = P_{\text{гс}} + P_{\text{гд}} + \Delta P_{\text{норш}} + \Delta P_{\text{пульс}}. \quad (5.13)$$

Давление столба промывочной жидкости (гидростатическое давление) равно:

$$P_{\text{ГС}} = 0,0098\gamma \cdot H, \quad (5.14)$$

где:  $\gamma$  – плотность, г/см<sup>3</sup>;

$H$  – глубина скважины, м.

При попадании в промывочную жидкость пластовых флюидов, содержащих газ, или при бурении на азрированных растворах необходимо учитывать влияние газосодержания на давление столба промывочной жидкости. Гидростатическое давление, создаваемое столбом газированной промывочной жидкости  $P_{\text{газ}}$  (без учета проскальзывания пузырьков), определяется уравнением:

$$P_{\text{ГС}} = P_{\text{газ}} - P_0 + aP_0 \ln \frac{P_{\text{газ}}}{P_0}, \quad (5.15)$$

где:  $P_0$  – атмосферное давление, МПа;

$a$  – степень насыщения раствора газом (отношение объема газа к объему раствора).

Снижение гидростатического давления при газировании можно определить по более простой формуле:

$$\Delta P = 0,225 \frac{\gamma - \gamma_{\text{Г}}}{\gamma_{\text{Г}}} \cdot (1,009 + \lg P_{\text{ГС}}), \quad (5.16)$$

где  $\gamma_{\text{Г}}$  – плотность газированной промывочной жидкости на выходе из скважины, г/см<sup>3</sup>.



### Гидродинамические давления в кольцевом пространстве

Гидродинамическое давление, создаваемое закачиваемой в скважину промывочной жидкостью, складывается из потерь давления на оборудовании, из которого состоит замкнутая циркуляционная система.

$$P_{ГД} = \Delta P_{КП} + \Delta P_{ТР} + \Delta P_{зам} + \Delta P_{дол}, \quad (5.17)$$

где:  $\Delta P_{КП}$  – гидродинамические потери давления в КП;

$\Delta P_{ТР}$  – гидродинамические потери давления в трубах;

$\Delta P_{зам}$  – гидродинамические потери давления в замковых соединениях бурильных труб;

$\Delta P_{дол}$  – гидродинамические потери давления на долоте.

Гидродинамические потери давления рассчитываются в зависимости от режима течения промывочной жидкости. Режим течения может быть ламинарным или турбулентным. Ламинарный режим характеризуется низкими скоростями течения, при нем отсутствует перемешивание жидкости и сохраняется ее структура. Турбулентный режим характеризуется вихревыми потоками и перемешиванием жидкости.

### Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве

Сначала определяется режим течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве, для этого фактическая скорость течения промывочной жидкости в КП сравнивается с критической.

Фактическая скорость течения промывочной жидкости в КП, м/с:

$$v_{факт} = \frac{1270 \cdot Q}{D^2 - d_H^2}. \quad (5.18)$$

Критическая скорость течения промывочной жидкости в КП, м/с:

$$v_{кр} = 0,8 \sqrt{\frac{\tau_0}{\gamma}}, \quad (5.19)$$

где:  $Q$  – расход промывочной жидкости, л/с;

$D$  – диаметр скважины, мм;

$d_H$  – наружный диаметр бурильной трубы, мм;

$\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па;

$\gamma$  – плотность промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>.

При  $U_{\text{кп}} \leq U_{\text{кр}}$  – режим ламинарный, при  $U_{\text{кп}} > U_{\text{кр}}$  – режим турбулентный.

Все гидродинамические расчеты проводятся посекционно (секция – интервал КП или внутреннего пространства бурильной колонны, имеющий одинаковые диаметры). Общее гидродинамическое давление определяется как сумма давлений в каждой секции. Для разбивки на секции необходимо знать параметры каждой секции бурильной колонны и каждой секции обсадной колонны (длина, диаметры). Пример разбивки на секции приведен на рис. 5.1.

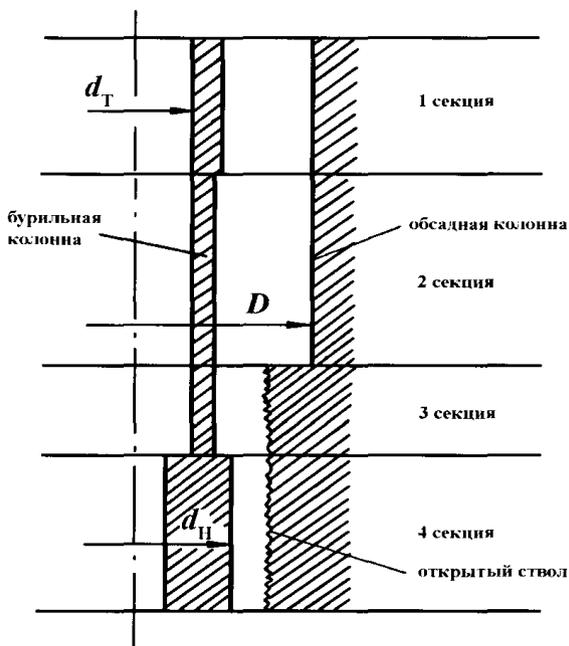


Рис. 5.1. Разбивка скважины на секции



Потери давления при турбулентном режиме течения, МПа:

$$\Delta P_{КП} = 0,0123 \cdot \gamma \cdot \frac{l \cdot v_{КП}^2}{D - d_H}. \quad (5.20)$$

Потери давления при ламинарном режиме течения, МПа:

$$\Delta P_{КП} = 0,004 \cdot \frac{\tau_0 \cdot l}{a(D - d_H)}, \quad (5.21)$$

где:  $l$  – длина секции, м;

$a$  – безразмерный коэффициент:

$$a = 0,03 + \frac{1}{1,14 + 1,45 \cdot b}, \quad (5.22)$$

где  $b$  – безразмерный коэффициент:

$$b = 12000 \frac{\eta \cdot v_{КП}}{\tau_0 (D - d_H)}, \quad (5.23)$$

где  $\eta$  – пластическая вязкость, Па·с.

Суммарные потери давления в КП, МПа:

$$\Delta P_{КП\text{сум}} = \sum_{i=1}^m \Delta P_{КП i}, \quad (5.24)$$

где  $m$  – число секций кольцевого пространства.

Определение эквивалентной плотности промывочной жидкости производится по формуле:

$$\gamma_{\text{экр}} = \gamma \frac{102 \cdot \Delta P_{КП\text{сум}}}{H}. \quad (5.25)$$

### Гидродинамические давления, обусловленные движением инструмента

Для момента начала движения колонны труб вверх гидродинамическое давление (отрицательная составляющая) определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{пульс}} = 4 \cdot 10^3 \frac{\theta L}{D - d_H} + 10^3 \gamma C (v_1 - v_0) \frac{d_H^2 - d_T^2}{D^2 - d_H^2}, \quad (5.26)$$

где:  $\theta$  – статическое напряжение сдвига промывочной жидкости, Па;

$L$  – длина колонны труб, м;

$C$  – скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, м/с (для обсаженного ствола, заполненного водой,  $C = 1350$  м/с, промывочной жидкостью –  $C = 1100$  м/с; для необсаженного ствола, заполненного промывочной жидкостью,  $C = 800$  м/с);

$v_0$  – начальная скорость движения колонны труб, м/с;

$v_1$  – достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с.

При равномерном движении колонны гидродинамическое давление определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{сваб}} = 35 \cdot 10^3 \frac{L}{D - d_H} + \frac{\gamma}{2} (v_{\text{слю}} \cdot \frac{d_H^2 - d_T^2}{D^2 - d_H^2})^2. \quad (5.27)$$

При движении инструмента вверх это давление является отрицательной составляющей ( $\Delta P_{\text{сваб}}$ ), а при движении вниз – положительной ( $\Delta P_{\text{порш}}$ ).

Гидродинамическое давление, обусловленное торможением при спуске труб со скоростью от 1 до 3 м/с (отрицательная составляющая), определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{пульс}} = (0,05 \div 0,02) P_{\text{ГС}}, \quad (5.28)$$

где  $P_{\text{ГС}}$  – гидростатическое давление на глубине нахождения долота (башмака).



При скорости спуска труб менее 1 м/с  $\Delta P_{\text{пульс}} = 0,01 P_{\text{ГС}}$  .

### Гидродинамические потери давления в трубах, замковых соединениях и долоте

Гидродинамические потери давления в колонне бурильных труб ( $\Delta P_T$ ) рассчитываются отдельно для ламинарного и турбулентного режимов течения промывочной жидкости. Режим течения определяется по соотношению фактической и критической скоростей течения промывочной жидкости в трубах.

$$v_T = 1270 \frac{Q}{d_T^2} \text{ — фактическая скорость течения} \quad (5.29)$$

промывочной жидкости в трубах, м/с;

$$v_{\text{кр}} = 0,8 \cdot \sqrt{\frac{\tau_0}{\gamma}} \text{ — критическая скорость течения} \quad (5.30)$$

промывочной жидкости в трубах, м/с.

При  $v_T \leq v_{\text{кр}}$  — режим ламинарный;

При  $v_T > v_{\text{кр}}$  — режим турбулентный.

$$\Delta P_T = 0,01 \gamma \cdot \frac{v_T^2 \cdot l}{d_T^2} \text{ — потери давления в трубах при} \quad (5.31)$$

турбулентном течении, МПа;

$$\Delta P_T = 0,004 \cdot \frac{\tau_0 \cdot l}{a \cdot d_T} \text{ — потери давления в трубах при} \quad (5.32)$$

ламинарном течении, МПа;

$$a = 0,03 + \frac{1}{(1,14 + 1,45 \cdot B)} \text{ — коэффициент,} \quad (5.33)$$

$$B = 12000 \frac{\eta \cdot v_T}{\tau_0 \cdot d_T} - \text{коэффициент}, \quad (5.34)$$

где  $l$  – длина секции труб, м.

Суммарные потери давления в колонне бурильных труб

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{i=m} \Delta P_i, \quad (5.35)$$

где  $m$  – число одномерных секций в бурильной колонне.

Гидродинамические потери давления в замковых соединениях бурильных труб рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P_3 = \frac{1633 \left( \left( \frac{d_T}{d_3} \right)^2 - 1 \right)^2 \gamma Q^2 N}{d_T^4}, \quad (5.36)$$

где:  $d_3$  – минимальный диаметр проходного сечения замковых соединений, мм;

$N$  – число замковых соединений в колонне бурильных труб.

Гидродинамические потери давления в долоте зависят от типа гидромониторных насадок и их количества и рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P_{\text{дол}} = 500 \frac{\gamma \cdot Q^2}{\mu^2 f^2}, \quad (5.37)$$

где:  $\mu$  – коэффициент расхода насадок, определяется по таблице 5.3;

$f$  – суммарная площадь сечения насадок, мм<sup>2</sup>.

Таблица 5.3

№ п/п	Форма насадок	$\mu$
1	Цилиндрические	0,64–0,66
2	Конические	0,8–0,9
3	γ-образная щель	0,7–0,75
4	Насадки с округленным входом и конусностью	0,8–0,95



Таким образом, суммарное давление в бурильном инструменте равно:

$$\Delta P_{\text{сумм}} = \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{д}} + \Delta P_{\text{з}}. \quad (5.38)$$

#### **§ 4. Вскрытие зон АВПД и оценка пластовых/поровых давлений по параметрам бурения**

Момент приближения к зоне АВПД и момент вхождения в нее определяется для предупреждения выбросов пластового флюида. Задача оценки величины пластовых давлений решается с целью определения и поддержания такой плотности промывочной жидкости, которая обеспечивала бы безаварийную, с одной стороны, и наиболее экономичную, с другой стороны, проводку скважины.

Если зоны АВПД, согласно прогнозным данным, встречаются в монотонном глинистом разрезе, то вскрытию коллекторов с аномально высоким пластовым давлением предшествует вскрытие монотонной толщи глин с аномально высоким поровым давлением АВПоД, т. е. переходной зоны. Верхнюю границу переходной зоны составляют переуплотненные породы, которые представляют собой барьер давления. Зона аномально высоких пластовых давлений может и не иметь переходной зоны, тогда под барьером давления сразу располагается зона АВПД.

Главными факторами зон АВПД и АВПоД, по которым возможен их прогноз, являются:

- наличие покрывающих плотных, малопроницаемых пород (глин, солей) – барьера давления;
- наличие переходной зоны, представленной недоуплотненными, высокопористыми, неустойчивыми, флюидонасыщенными породами под АВПоД;
- наличие высокопроницаемого пласта-коллектора под АВПД.

Вскрытие пласта-коллектора под АВПД без предварительной технико-технологической подготовки создает угрозу аварий и осложнений вплоть до самой опасной из них – открытого фонтанирования. Вскрытие переходной зоны не грозит выбросом в связи с низкой проницаемостью пород, но поскольку флюид находится в ней под аномальным давлением, возникает опасность осыпей, обвалов, вытекания и выпучивания пород в ствол скважины. Вскрытие скважинной зоны с АВПД представлено на рис. 5.2 (по Нестеровой Т.Н.).

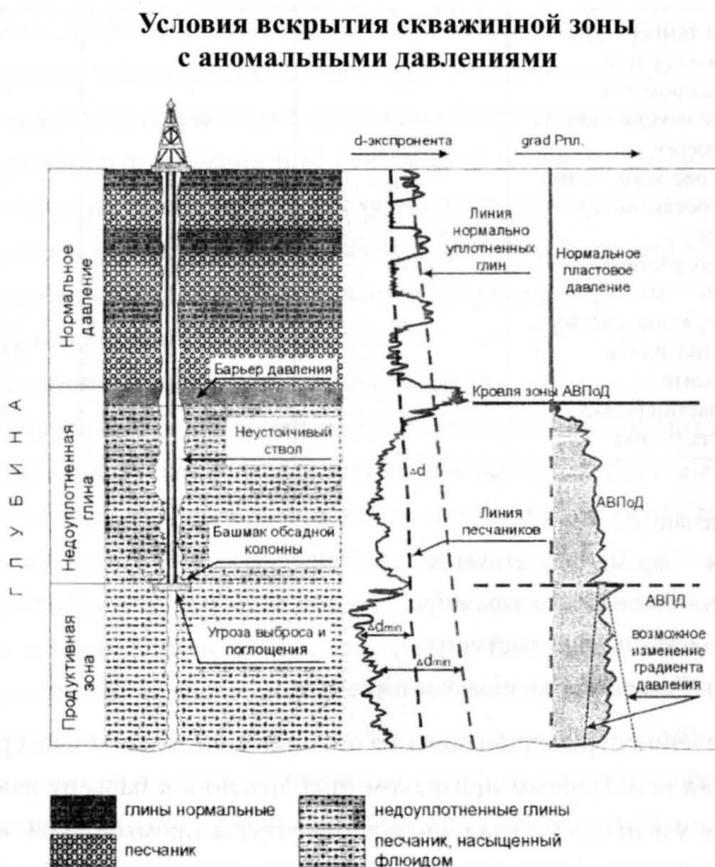


Рис. 5.2. Вскрытие скважинной зоны с АВПД



Признаки приближения к зоне АВПД в зависимости от условий вскрытия барьера давления, переходной зоны и зоны АВПД представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4

**Признаки приближения к зоне АВПД**

Характерные признаки	Вскрываемый разрез		
	Барьер давления	Переходная зона	Зона АВПД
Градиент температуры раствора на выходе	–	+	+
Скорость проходки	–	+	+
Признаки неустойчивости ствола скважины	нет	есть	есть
Уровень раствора в емкостях, скорость потока на выходе	0	0 (+)	+
Плотность раствора на выходе	0	0 (–)	–
Газосодержание раствора	0	+	+
Количество шлама на вибросите	–	+	0 (+)
Размер частиц шлама	–	+	(0)
Плотность шлама	+	–	–

Примечание:

- 1) «0» – параметр не меняется;
- 2) «–» – уменьшение параметра;
- 3) «+» – увеличение параметра;
- 4) «( )» – возможное изменение параметра.

Выделение переходной зоны начинается с выделения барьера давления над ней. Первым признаком приближения к барьеру давления является уменьшение градиента температуры промывочной жидкости, выходящей из скважины, начинающееся примерно за 50–100 м до него. В переходной зоне, а также в самой зоне АВПД наблюдается уве-

личение градиента температуры. Это обусловлено тем, что высокопористая флюидосодержащая зона с АВПД является температурным барьером для теплового потока из недр земли за счет более низкой теплопроводности пластового флюида по сравнению с теплопроводностью скелета породы.

Механическая скорость проходки есть функция свойств породы, режима бурения, типа и износа долота, а также дифференциального давления между скважиной и пластом. Снижение скорости проходки с глубиной отражает характер уплотнения пород. Зоны аномальных давлений, представленные породами меньшей плотности и большей пористости, вскрываются значительно быстрее монолитов. Кроме того, повышенные пластовые давления обеспечивают снижение дифференциального давления при неизменной плотности промывочной жидкости, что также ведет к росту скорости проходки. Таким образом, в зонах аномальных поровых и пластовых давлений механическая скорость проходки увеличивается по двум причинам:

- лучшая буримость пород;
- снижение дифференциального давления.

Барьер давления над зоной аномальных давлений состоит из прочных, плотных, низкопористых и практически непроницаемых пород. Вскрытие этих пород сопровождается снижением скорости проходки и соответствующими изменениями характеристик шлама и керна. Мощность барьера давления обычно небольшая, от нескольких до десятков метров. Глинистые породы, содержащие флюид под АВПД, разбуриваются намного быстрее нормально уплотненной породы. Именно рост скорости проходки является первым признаком вхождения в переходную зону. Увеличение скорости проходки приводит к возрастанию объема шлама на вибросите. В переходной зоне форма частиц шлама угловатая, скользкая, размер шлама увеличен в 4–6, а нередко в 10 раз по сравнению с той же породой под нормальным



давлением. Плотность шлама из переходной зоны значительно снижается, а общая пористость повышается. Более высокая пористость шлама обуславливает более высокую его газонасыщенность. С этим же связан рост газонасыщенности промывочной жидкости.

Недоуплотненные глинистые породы под АВПоД при их вскрытии проявляют все признаки неустойчивости ствола. Они склонны к осыпям и обвалам, вытеканию и выпучиванию пород в ствол скважины, что хорошо отмечается по данным технологических исследований. Мощность переходной зоны может быть довольно значительной и составлять несколько сотен метров.

Выделение зон аномально высоких поровых давлений (АВПоД) и количественная оценка поровых давлений может производиться в процессе бурения несколькими способами. Один из них – измерение плотности горных пород по шламу и керну. Метод основан на уменьшении плотности глин в зоне АВПоД за счет снижения скелетного давления под действием внутрипорового давления пластового флюида.

Для выделения зон АВПоД через каждые 3–5 м проходки в глинистых породах отбираются пробы шлама и определяется плотность глин (аргиллитов). При этом следует иметь в виду, что определять пористость глин методом насыщения нельзя в связи с тем, что глинам, в отличие от песчаников, присуща закрытая, а не открытая пористость, т. е. в глинах (аргиллитах) все поры изолированы друг от друга, а значительная часть влаги при сушке остается в поровом пространстве.

Для определения поровых давлений строится график зависимости изменения плотности глин с глубиной. В общем виде эта зависимость для нормально уплотненных глин описывается уравнением:

$$\gamma_{\text{III}} = a \log H + b, \quad (5.39)$$

где  $a, b$  – коэффициенты линии нормального уплотнения (тренда) глин;  
 $H$  – глубина скважин, м.

Расчеты коэффициентов  $a$  и  $b$  производятся автоматически методом наименьших квадратов до входа в переходную зону или по результатам плотности глин в соседних скважинах месторождения. Направление линии тренда может быть установлено и визуально путем графической аппроксимации.

Отклонение фактической плотности глин от линии тренда в меньшую сторону указывает на переходную зону (зону аномально высоких поровых давлений). В этом случае расчет поровых давлений производится методом эквивалентных глубин. Эквивалентной глубиной называется такая глубина, на которой скелетное давление равно скелетному давлению на данной глубине (в зоне аномальных поровых давлений). Эквивалентная глубина определяется либо графически (как пересечение вертикальной линии из глубины с линией нормального уплотнения), либо расчетным способом по формуле:

$$H_{\text{экв}} = H \left( 1 - \frac{\gamma_{\text{шн}} - \gamma_{\text{ш}}}{a \cdot H} \right), \quad (5.40)$$

где  $\gamma_{\text{шн}}$  – плотность шлама по линии нормального уплотнения, г/см<sup>3</sup>.

Формула для вычисления давления:

$$\text{grad } P_{\text{пл}} = \gamma_{\text{ш}}^{\text{н}} - (\gamma_{\text{ш}}^{\text{н.экв}} - \text{grad } P_{\text{пл.н}}) \left( 1 - \frac{\gamma_{\text{шн}} - \gamma_{\text{ш}}}{a \cdot H} \right), \quad (5.41)$$

где:  $\gamma_{\text{ш}}^{\text{н}}$  и  $\gamma_{\text{ш}}^{\text{н.экв}}$  – среднее значение плотности горных пород от поверхности до данной глубины и эквивалентной глубины соответственно, г/см<sup>3</sup>;  $a$  – коэффициент.

При интерпретации кривых плотности учитывается фактор глин, т. е. тип и количественное содержание глин в породе. Повышенное содержание монтмориллонита характерно для аномально высоких поровых давлений. По участкам наиболее чистых глин, встречающихся в разрезе, уточняется наклон линии нормального уплотнения.



Определение момента приближения к зоне АВПД по параметрам бурения основано на увеличении скорости проходки в зоне разуплотнения пород (низкая плотность и высокая пористость пород-коллекторов) и снижении дифференциального давления в системе «скважина–пласт». Наиболее известным, разработанным и часто применяемым на практике является метод  $d$ -экспоненты. Метод основан на зависимости скорости проходки от параметров режима бурения (нагрузки на долото, оборотов ротора, диаметра долота), плотности промывочной жидкости, износа долота, свойств пород разреза (литологии), пластовых давлений. Оценка поровых/пластовых давлений производится посредством расчета  $d$ -экспоненты. Расчет начинается за 50–100 м до предполагаемой глубины залегания пластов с аномальными давлениями.

$d$ -экспонента рассчитывается по формуле:

$$d = \frac{\lg \frac{v}{18,3n}}{\lg \frac{0,67W}{D}}, \quad (5.42)$$

где:  $v$  – механическая скорость проходки, м/час;

$n$  – число оборотов ротора, об/мин;

$W$  – нагрузка на долото, тс;

$D$  – диаметр скважины, мм.

Исходные данные  $v$ ,  $n$  и  $W$  берутся усредненными, за 1 м проходки.

Далее рассчитывается  $d$ -экспонента, исправленная на влияние плотности раствора ( $d_s$ ) по формуле:

$$d_s = d \frac{\text{grad} P_{\text{ПЛ.Н.}}}{\gamma_{\text{ЭКВ}}}, \quad (5.43)$$

где  $\gamma_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентная плотность промывочной жидкости с учетом потерь давления в кольцевом пространстве скважины.

На величину  $d$ -экспоненты значительное влияние оказывает из-

нос долот, особенно лопастных и шарошечных с фрезерованным зубом. Учет износа производится с помощью математической модели износа.

С учетом износа и плотности промывочной жидкости формула d-экспоненты имеет вид:

$$d_s = \frac{\log \frac{a^p \cdot v}{18,3n}}{\log \frac{0,67W}{D}} \cdot \frac{\text{grad}P_{\text{пл.н}}}{\gamma_{\text{экс}}}, \quad (5.44)$$

где  $a = 0,93z^2 + 6z + 1$ .

Z определяется по формуле:

$$z = \frac{4,805 \cdot 10^{-4} \cdot \delta^2 + 0,11811\delta + 1}{0,31\chi^2 + 3\chi + 1}, \quad (5.45)$$

где:  $\delta$  – конечный (прогнозный) износ долота, мм;

$\chi$  – определяется по формуле:

$$\chi = 0,1291678\delta \frac{h_d}{t_d}, \quad (5.46)$$

где:  $h_d$  – текущая проходка на долото, м;

$t_d$  – продолжительность бурения долотом, ч.

Показатель P зависит от типа долота и выбирается согласно таблице 5.5.

Таблица 5.5

Тип долот	Группа твердости пород	Показатель P
Фрезерованные	М, МС	0,6
	С, СТ	0,5
	Т	0,4
Штыревые	МЗ	0,3
	СЗ	0,2
	ТЗ, ТКЗ	0,1
	К, ОК	0
Алмазные		0



Линия нормального уплотнения пород (тренд) может быть представлена в виде уравнения прямой линии:

$$\log d_n = aN + b, \quad (5.47)$$

где:  $d_n$  –  $d$ -экспонента по линии нормального уплотнения;

$a, b$  – коэффициенты линейной регрессии.

Уравнение тренда определяется путем аппроксимации и уточняется с получением каждого нового значения  $d_s$  (через 1 метр проходки) в реальном масштабе времени. Для исключения аномальных отклонений от тренда, не связанных с поровым давлением, слева и справа от него устанавливаются границы нормальных отклонений (как правило, в пределах 5–10% от  $d_n$ ).

Случайные точки, попавшие в эти пределы, в расчетах не используются. При подходе к предполагаемой зоне АВПД линия тренда экстраполируется в зону больших глубин. Стабильное отклонение фактических значений  $d$ -экспоненты от линии нормального уплотнения или нормального износа означает начало переходной зоны. Аномальное пластовое давление определяется по соотношению фактических значений  $d$ -экспоненты ( $d_s$ ) и  $d$ -экспоненты по линии нормального тренда на данной глубине.

Расчет пластового давления производится по формуле:

$$\text{grad } P_{\text{пл}} = \text{grad } P_r - (\text{grad } P_r - \text{grad } P_{\text{пл.н}}) \left( \frac{d_s}{d_n} \right)^{1,2} \quad (5.48)$$

Горное и пластовое нормальные давления или их градиенты берутся средние для данного района.

### **Оценка пластовых давлений по методу $\sigma$ -log**

Для выделения пластов с аномальным давлением в породах, сложенных песчаниками, мергелями, карбонатами, существует метод  $\sigma$ -log. Как и предыдущий метод  $d$ -экспоненты, параметр сигма рассчитывается по параметрам бурения. За 50–100 м до предполагаемой зоны АВПД

вычисляется параметр общего напряжения горной породы:

$$\sqrt{\sigma_t} = \frac{W^{0,5}}{D} \cdot \frac{n^{0,25}}{v^{0,25}} + 0,28(7 - 0,01H). \quad (5.49)$$

Поправка основного уравнения на дифференциальное давление дает параметр прочности горной породы:

$$\sqrt{\sigma_0} = F \sqrt{\sigma_t}, \quad (5.50)$$

где  $F$  – функция дифференциального давления в системе «скважина – пласт».

$$F = 1 + \frac{1 - \sqrt{1 + K^2(\Delta P)^2}}{K\Delta P}, \quad (5.51)$$

где:

$$\Delta P = 0,01(\gamma_{\text{экр}} - \text{grad}P_{\text{пл.н}}) \cdot H;$$

$$K = \begin{cases} \frac{3,25}{640\sqrt{\sigma_t}}, & \text{если } \sqrt{\sigma_t} \leq 1 \\ \frac{1}{640} \left(4 - \frac{0,75}{\sqrt{\sigma_t}}\right), & \text{если } \sqrt{\sigma_t} > 1. \end{cases} \quad (5.52)$$

Полученные значения параметра прочности горных пород  $\sqrt{\sigma_0}$  строятся на графике в зависимости от глубины. Точки, расположенные слева от результирующей кривой, показывают пористые породы, а справа – непроницаемые зоны (в основном глинистые породы). Общая тенденция изменения  $\sqrt{\sigma_0}$  с глубиной выражается в виде прямой линии, которая представляет собой эталонную прочность горных пород под нормальным давлением. Уравнение для тренда имеет вид:

$$\sqrt{\sigma_r} = aH + b, \quad (5.53)$$

где  $\sqrt{\sigma_r}$  – значение параметра на линии нормального тренда.



Построение тренда, расчет коэффициентов  $a$  и  $b$  и  $\sqrt{\sigma_r}$  производится аналогично таким же расчетам в  $d$ -экспоненте.

Если кривая прочности горной породы отклоняется влево от эталонной прямой, это означает вход в зону АВПД. Градиент пластового давления равен градиенту нормального гидростатического давления, когда его значения находятся справа от тренда. При отклонении влево градиент пластового давления рассчитывается по формуле:

$$\text{grad}P_{\text{пл}} = \gamma_{\text{экр}} - \frac{20(1 - \sqrt{\sigma_r})}{K \cdot \frac{\sqrt{\sigma_r}}{\sqrt{\sigma_t}} (2 - \frac{\sqrt{\sigma_r}}{\sqrt{\sigma_t}}) \cdot H}. \quad (5.54)$$

При интерпретации кривых  $\sigma$ -log возникает необходимость производить сдвиги тренда. Сдвиг, характеризующийся изменением коэффициента  $b$  в уравнении линии тренда, может быть вызван разными причинами:

- геологическими (складки, несогласное напластование, изменение литологии и т. д.);
- технологическими (другой тип долота, отбор керна, другой способ бурения, значительное изменение режима бурения и т. д.);
- случайными (гидроразрыв пласта, зашламление забоя, скопление на забое металла и т. д.).

Первоначальная графическая интерпретация производится путем вычерчивания огибающей кривой  $\sqrt{S_0}$  фактических значений по правым крайним точкам, которая может быть кривой линией или состоять из сегментов. Затем строятся линии нормального износа отдельно для каждого долбления аналогично методу  $d$ -экспоненты. Соотношение фактических значений  $\sqrt{S_0}$  и  $\sqrt{S_r}$  по линии нормального износа есть функция пластового давления.

В современных компьютеризированных станциях ГТИ изложен-

ные методы оценки пластовых давлений по параметрам ГТИ реализованы программно.

## § 5. Осложнения в процессе бурения скважин

К осложнениям относятся:

1. Газонефтеводопроявления пластового флюида (ГНВП).

По интенсивности различаются: переливы, выбросы, фонтаны.

2. Поглощения промывочной жидкости.

По интенсивности различаются: частичные, полные, катастрофические, гидроразрывы пласта.

3. Неустойчивость ствола скважины.

Проявляется в виде: осыпей и обвалов стенок скважины, образовании желобов, уступов и козырьков, каверн, сальников.

4. Прихваты бурильного инструмента в скважине.

Различаются прихваты вследствие неустойчивости ствола и прихваты посторонними предметами.

5. Аварии с бурильным инструментом.

Промывы бурильных труб, неисправности насосов, аварии с долотом и т. д.

### Газонефтеводопроявления

Проявлением называется самопроизвольный излив промывочной жидкости и пластового флюида различной интенсивности через устье скважины.

Пластовый флюид из пласта в скважину может поступать как при давлении в скважине ниже пластового, так и при положительном дифференциальном давлении. Отрицательный перепад давления между скважиной и пластом образуется:



- либо при постоянном скважинном давлении и превышении над ним пластового давления;
- либо при сохранении пластового, но при произвольном снижении давления на забой.

В первом случае действуют геологические причины, обусловленные главным образом недостаточной изученностью разреза, т. е. наличием не предусмотренных проектом зон АВПД, локальных залежей с газом, тектонических нарушений.

Во втором – причинами являются: низкая плотность промывочной жидкости (ошибка в проекте), несоблюдение технологического режима проводки (превышение скорости подъема бурового инструмента, падение уровня раствора в скважине, высокой вязкости раствора и т. д.)

Давление на забой и стенки скважины складывается из гидростатического давления и различных составляющих гидродинамических давлений.

Гидростатическое давление определяется плотностью и высотой столба промывочной жидкости; уменьшение этих величин ведет к снижению гидростатического давления, а следовательно, и давления на забой. Плотность промывочной жидкости может быть неверно запланирована из-за незнания фактической величины пластового давления, а также может произвольно снизиться в процессе бурения вследствие недостаточной дегазации раствора или установки ванн. Высота столба промывочной жидкости снижается в результате недолива скважины при подъеме инструмента, поглощения раствора и гидроразрыва пласта, а также вследствие резкого падения уровня в кольцевом пространстве при сломе обратного клапана в процессе спуска обсадной колонны.

Гидродинамические давления на забой и стенки скважины возникают в процессе циркуляции промывочной жидкости, подъема и

спуска инструмента, а также при резком торможении инструмента и резком запуске насоса.

Поступление пластового флюида из пласта в скважину под действием перепада давления подчиняется законам фильтрации.

Таким образом, снижение забойного давления ниже пластового вследствие снижения гидростатического или гидродинамического давления приводит к возникновению притока из пласта или к росту его интенсивности, если проявление уже имело место.

При положительном перепаде давления в скважине над давлением в пласте пластовый флюид поступает в скважину вместе с частичками выбуренной породы, объемная скорость такого поступления примерно пропорциональна механической скорости проходки. Кроме того, флюид может поступать в результате диффузии через проницаемые стенки, под действием капиллярного и осмотического давлений. Интенсивность такого притока обычно невелика, если нет длительных перерывов в циркуляции.

Таким образом, пластовый флюид может поступать в скважину как разовыми порциями (пачками) при создании кратковременных условий для его «подтягивания» из пласта, так и непрерывно. Непрерывное поступление в малых объемах за счет диффузии, осмоса и т. п. создают фоновые газопоказания, а непрерывная фильтрация из пласта классифицируется как приток пластового флюида.

Природный газ, как и воздух, плохо растворяется в глинистом растворе, поэтому основная масса газа, поступающая в раствор, находится в виде мельчайших пузырьков. На большой глубине эти пузырьки испытывают значительное давление, определяемое весом столба раствора, и размеры их чрезвычайно малы. По мере подъема раствора, обогащенного газом, по стволу скважины и уменьшения гидростатического давления газ расширяется. В результате этого давление на стенки скважины, создаваемое столбом газированно-



го раствора, уменьшается, разность между пластовым давлением и давлением в скважине возрастает, что способствует интенсификации притока газа из пласта. Как только порция газированного раствора оказывается на глубине нескольких сот метров от негерметизированного устья, начинается бурное расширение газа; при этом часть раствора может быть выброшена из скважины, и давление на ее стенки скачкообразно уменьшится. В случае притока нефти с растворенным газом расширение газа начнется с момента перехода его в свободное состояние, т. е. при давлении, равном давлению насыщения.

Таким образом, скважина в зависимости от состояния системы «газ – промывочная жидкость» может быть разделена на две зоны: нижнюю, в которой происходит растворение, и верхнюю, в которой выделяется газ. При нахождении газа в нижней зоне давление столба раствора не отличается от давления, создаваемого негазированной жидкостью, а подъем газированного раствора в верхнюю зону приводит к снижению гидростатического давления на забой и представляется опасным с точки зрения выброса.

Установить момент поступления локальной газовой пачки в промывочную жидкость и однозначно оценить последствия практически очень трудно. Теоретически на этот момент должно указывать повышение скорости потока раствора на выходе из скважины и уровня в рабочей емкости, причем независимо от отсутствия или наличия циркуляции. Практически момент поступления пластового флюида в скважину отмечается на диаграмме уровня промывочной жидкости в рабочей емкости через некоторое время, которое зависит от чувствительности уровнемера и интенсивности притока. Во время перерыва циркуляции на проявление указывает, прежде всего, индикатор скорости потока промывочной жидкости на выходе (в желобе).

В процессе циркуляции дополнительным косвенным признаком поступления флюида из пласта будет служить изменение давления на входе в скважину. Момент поступления теоретически отмечается ростом давления вследствие избыточного объема прокачиваемого раствора. Такое изменение давления продолжается до тех пор, пока не наступит снижение давления в результате снижения плотности раствора за счет его газирования и подъема газовой пачки к поверхности. В зависимости от состава поступившего в ствол скважины флюида снижение давления может наступить раньше или позже. Многокомпонентный состав пластового газа (с различными температурами и давлениями перехода в газообразное состояние компонентов) и постоянное увеличение объема газовой пачки являются причиной того, что газовая пачка в растворе при подъеме к устью приобретает большую протяженность «по времени» и длине. Первая порция газированного раствора может поступить в насос раньше, чем основная пачка достигнет устья. Это обстоятельство позволяет обнаружить газ в растворе еще до выхода основного его объема на поверхность и появления прямых признаков газа, поскольку при захвате насосом газа резко снижается коэффициент наполнения насоса.

Таким образом, признаки газопроявлений по данным ГТИ приведены в таблице 5.6.

При циркуляции подход пачки газированного раствора к устью характеризуется падением давления, достигающим максимальной величины при попадании облегченного газированного раствора в буровой насос. Повышение уровня в емкости начинается при подходе пачки газированного раствора к устью, когда увеличение объема этой пачки становится значительным. Максимальная величина объема наблюдается в момент выхода пачки на поверхность, затем она может снижаться. Скорость потока промывочной жидкости на выходе в связи с невысокой чувствительностью индикатора потока однозначно указывает лишь



на момент выхода пачки из затрубья. Значительные объем и газонасыщенность пачки дают высокоамплитудные колебания на кривой потока на фоне общего их увеличения. Малые по объему и газонасыщению пачки вообще могут не регистрироваться на кривых потока и уровня промывочной жидкости.

Таблица 5.6

**Признаки газопроявлений по данным ГТИ**

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Давление на входе	Снижение	
Уровень в приемных емкостях	Рост	
Скорость проходки	Рост	
Газосодержание	Рост	При выходе пачки из затрубья
Плотность раствора на выходе	Снижение	При выходе пачки из затрубья
Температура раствора на выходе	Снижение	
Электропроводность на выходе	Рост	При поступлении минерализованной пластовой воды
Наличие положительного баланса долива при подъеме инструмента		При СПО
Скорость потока раствора на выходе	Рост Наличие перелива раствора из устья	При бурении При выключенной циркуляции

К безусловным признакам газирования промывочной жидкости относятся повышение его газосодержания и снижение плотности на выходе из скважины. Оба эти признака появляются при выходе пачки из затрубья.

Характерным признаком газирования раствора является также снижение температуры промывочной жидкости на выходе из скважины или

снижение темпа ее повышения при выходе газированной пачки на поверхность вследствие выделения свободного газа.

Присутствие в скважине газированных пачек промывочной жидкости, которые отмечаются повышением газосодержания раствора и снижением его плотности при выходе на поверхность, но не дают повышения объема в емкости, не является аварийной ситуацией и не требует принятия немедленных мер по ликвидации проявления и утяжеления раствора. Однако это должно бытьстораживающим фактором, требующим усиления контроля за поведением скважины в процессе ее углубления.

При превышении газосодержания промывочной жидкости на 10% (по отношению к фоновому) необходимо дать рекомендацию буровой бригаде на остановку циркуляции и наблюдение за скважиной в течение 3–5 мин. Если нет перелива в желоб, определить природу вышедшей на поверхность газовой пачки. Если наблюдается перелив промывочной жидкости через устье – приступить к ликвидации ГНВП.

Основная задача для предупреждения выброса в данном случае заключается в немедленной дегазации раствора, отсечении обнаруженной газовой пачки от циркуляции и недопущении повторной закачки ее в скважину.

Если же пачка газонасыщенного раствора приводит к повышению уровня в емкости, т. е. имеет значительный объем, то требуются немедленная герметизация устья и, возможно, утяжеление раствора.

Обнаружить и оценить непрерывное поступление (приток) пластового флюида можно по тем же признакам, по которым обнаруживается присутствие газированных пачек раствора в скважине. Но в случае притока все описанные ранее признаки носят явно выраженный и более однозначный характер. Безусловные признаки притока флюида – непрерывное увеличение уровня раствора в емкостях и движение раствора в желобах при выключенной циркуляции. Если приток обусловлен вскрытием пласта с давлением, превышающим давление в скважине, то одно-



временно с описанными признаками (или несколько раньше) наблюдаются резкое повышение механической скорости проходки и изменение (чаще увеличение) крутящего момента на роторе.

Приток пластового флюида в скважину является наиболее опасной ситуацией в процессе бурения и требует немедленной герметизации устья и утяжеления раствора для прекращения дальнейшего притока из пласта и ликвидации проявления в начальной стадии, не допуская выброса. Пример приведен на рис. 5.3.

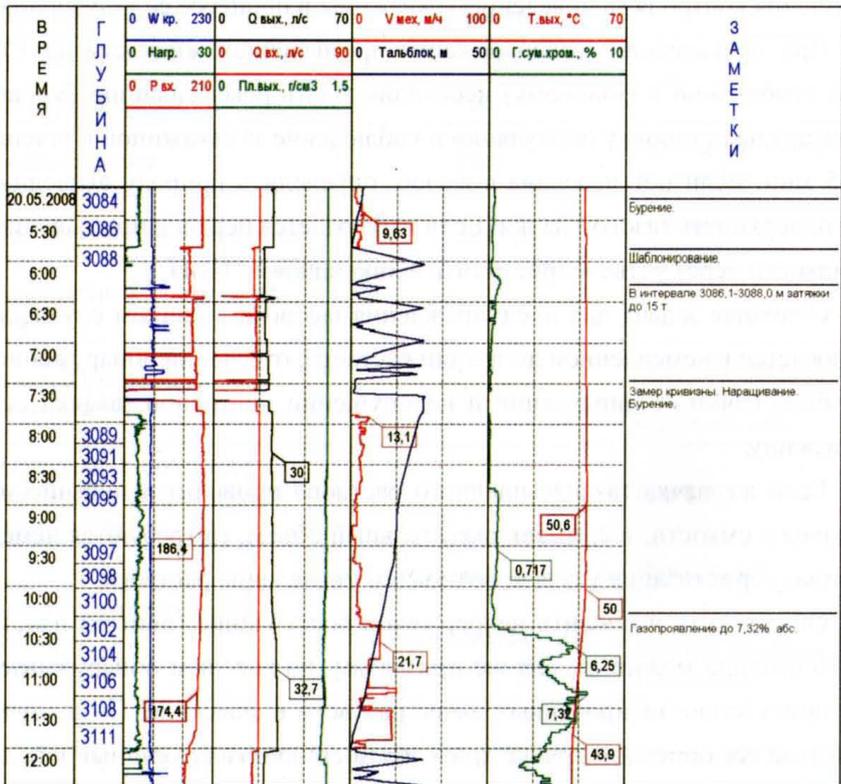


Рис. 5.3. Газопроявление в процессе бурения

Поступление пластового флюида из пласта в скважину может быть обусловлено снижением забойного давления за счет эффекта

свабирования при подъеме колонны. В зависимости от величины этого эффекта возможно как образование локальной пачки газа на забое, так и непрерывный приток из пласта.

Величина эффекта свабирования зависит от скорости подъема колонны, площади кольцевого пространства и реологических параметров промывочной жидкости. Чем больше скорость подъема, меньше зазор между колонной и стенками скважины и выше напряжение сдвига и вязкость раствора, тем больше снижается давление на забой и стенки скважины. Максимально допустимая скорость подъема колонны определяется из условия снижения давления не более чем до величины пластового давления.

Контроль за проявлениями во время подъема инструмента осуществляется путем сравнения объемов металла поднятых труб и объема доливаемого раствора. Долив контролируется по уровню раствора в доливочной емкости (или рабочей, если долив осуществляется насосом).

Таким образом, при подъеме инструмента признаками проявления являются наличие положительного баланса между объемом долитого в скважину раствора и объемом стенок поднятых труб и наличие потока раствора в желобе. Обычно допустимый баланс, равно как и допустимое количество свечей, поднимаемых без долива, определяются заранее для каждого опасного интервала исходя из условия недопущения снижения уровня раствора в скважине ниже безопасного (т. е. снижения гидростатического давления не ниже пластового).

При подходе пачки к устью и выходе ее на поверхность можно по ряду косвенных признаков определить вид поступившего в скважину пластового флюида. Плавное и непрерывное изменение параметров (снижение давления, увеличение уровня в емкости, снижение плотности и повышение газосодержания раствора на выходе, уве-



личение потока) свидетельствует о поступлении жидкого флюида (нефти или воды). Газирование раствора дает нестабильную, но более яркую картину всех аномалий. При этом на всех кривых на фоне описанных изменений наблюдаются колебания. Особенно ярко эти колебания выражены на кривых потока (запись напоминает пилообразную кривую с широкой амплитудой) и плотности (разброс значений в больших пределах) при выходе газа на поверхность. Снижение температуры раствора на выходе или темпа ее повышения характерно только для выхода газовых пачек, жидкий флюид явной и однозначной картины в этом случае не дает.

Очень характерные признаки дает изменение удельного электрического сопротивления промывочной жидкости на выходе. Если выход на поверхность нефти и газа отмечается повышением сопротивления раствора, то поступление минерализованной воды дает противоположную картину – наблюдается резкое снижение сопротивления. Особенно это характерно для высокоминерализованной пластовой воды. Если же в раствор поступил рассол или рапа, то, как правило, на выходе появляется пачка раствора с нарушенной неоднородной структурой.

Глушение проявляющей скважины заключается в замене газированного раствора на чистый раствор с плотностью, достаточной для того, чтобы создать на пласт требуемое избыточное давление. Существует ряд методов глушения: задавка на поглощение, метод бурильщика, метод ожидания и утяжеления, непрерывный метод и т. д. Реализация всех этих методов основана на анализе устьевого информации, получаемой в процессе газонефтеводопроявления и при герметизации устья. Основная информация для этого – приращение объема раствора в емкостях, давление в бурильных трубах, давление в затрубном пространстве скважины. Именно на основе этих данных определяются требуемая плотность раствора для глу-

шения, давление циркуляции при глушении, максимальный объем на устье при вымыве газа, плотность поступающего пластового флюида. Кроме того, можно определить текущее давление на устье и максимальное давление на стенки скважины в момент прохождения газовой пачки.

Станцией ГТИ регистрируются все необходимые для этого параметры: давление на входе в скважину, уровень раствора в емкостях и давление на выходе из скважины (или давление в обсадной колонне) при закрытом устье.

Процесс глушения скважины состоит из ряда последовательных операций, каждая из которых контролируется станцией ГТИ. При этом требуется регистрация давления на насосах и в колонне, выходных параметров промывочной жидкости, а также расхода его на входе и выходе скважины.

При методе бурильщика, когда глушение осуществляется за два цикла промывки, давление на насосах изменяется следующим образом:

- от момента закачки промывочной жидкости на пониженной подаче до выхода (вымыва) газовой пачки давление остается постоянным, равным сумме избыточного давления в трубах, гидравлических сопротивлений в системе при пониженной подаче и дополнительного перепада давления для поддержания превышения забойного давления над пластовым;

- от начала закачки утяжеленного раствора до момента достижения этим раствором долота давление снижается пропорционально росту плотности раствора;

- от момента выхода утяжеленного раствора из-под долота до заполнения им затрубного пространства остается постоянным.

Давление в обсадной колонне меняется следующим образом:

- по мере подъема газового пузыря к устью плавно растет до



максимальной величины  $p_{\max}$ ;

- в процессе вымывания газового пузыря снижается линейно и после окончания вымывания становится равным сумме избыточного давления в трубах и дополнительного перепада давления  $\Delta P$ ;

- от начала закачки утяжеленного раствора до достижения им долота остается постоянным;

- по мере подъема утяжеленного раствора к устью снижается до величины  $\Delta P$ .

При методе ожидания и утяжеления, когда глушение осуществляется за один цикл промывки, давление на насосах меняется так:

- по мере подъема газовой пачки до момента достижения утяжеленным раствором долота давление снижается;

- до выхода утяжеленного раствора из затрубья давление остается постоянным.

Давление в колонне изменяется следующим образом:

- плавно растет до максимальной величины при подходе газовой пачки к устью;

- быстро снижается по мере вымывания пачки;

- снижается до нуля по мере подъема утяжеленного раствора к устью.

Любое изменение расчетных контролируемых величин давления в ту или другую сторону может быть обусловлено нарушением режима глушения (неправильным дросселированием), низким качеством оборудования (негерметичность обсадной или буровой колонны, неисправность поверхностного оборудования) или поведением скважины (поступление дополнительной порции газа или поглощение под башмаком обсадной колонны).

### **Поглощения промывочной жидкости**

Главной причиной поглощений промывочной жидкости в пласт является превышение давления в скважине над давлением в пласте. В резуль-

тате такого превышения промывочная жидкость, преодолевая местное гидравлическое сопротивление, будет проникать в трещины, каверны и поры пород.

Поглощение вызывается как геологическими, так и технологическими причинами. В первом случае пластовое давление в зоне поглощения ниже нормального. Это может происходить за счет:

- наличия в разрезе проницаемого коллектора;
- недостаточной изученности разреза (наличия в разрезе пластов с аномально низким пластовым давлением).

Во втором случае давление в скважине по ряду причин превышает пластовое. Причиной может быть рост гидростатического или гидродинамических давлений.

Гидростатическое давление может быть повышено в результате планового или произвольного повышения плотности раствора. Плановое повышение обуславливается ошибкой в проекте, а произвольное – недостаточной очисткой раствора от шлама и значительной фильтрацией жидкой фазы раствора в пласт. Причиной поглощения и даже гидроразрыва пласта может служить рост давления в закрытой скважине в процессе ликвидации газонефтеводопроявления. Как правило, допустимое давление на устье при глушении скважины регламентируется прочностью обсадной колонны, так и давлением гидроразрыва пласта.

Дополнительные гидродинамические давления в скважине возникают при спуске инструмента, резкой его остановке, включении насосов, проработке ствола, спуске обсадных колонн, их цементировании, применении растворов с высокими вязкостью и напряжением сдвига. Величина этих давлений обусловлена скоростью движения инструмента, размерами кольцевого зазора, расходом и реологическими свойствами раствора.

К технологическим причинам поглощений следует также отнести рост давления в скважине при зашламлении, обвалах пород и при образовании сальников на инструменте.



Простое превышение забойного давления над пластовым не всегда приводит к поглощению. Как правило, необходимо превысить некоторое начальное давление, чтобы началась фильтрация в пласт. Это давление больше пластового и называется давлением начала поглощения. Величина давления начала поглощения зависит как от технологических, так и от геологических факторов. К технологическим факторам относятся тип промывочной жидкости, его реологические и фильтрационные свойства. Произвольное снижение вязкости и рост водоотдачи раствора могут значительно повысить фильтрационные потери. К геологическим факторам относятся наличие, размеры и тип каналов фильтрации пласта, литологический состав пород, а также величина пластового давления и вид пластового флюида. Наиболее благоприятные условия поглощения создаются при вскрытии карбонатных коллекторов высокой проницаемости с аномально низким пластовым давлением.

Естественные каналы или среды, по которым движется промывочная жидкость при поглощении, обычно представлены сообщающимися порами, трещинами, кавернами и карстовыми полостями.

Проницаемые пласты могут быть представлены трещиновато-кавернозными, пористыми и мелкопористыми отложениями. Пористая и особенно мелкопористая среды характеризуются довольно высоким давлением начала поглощения, причем вначале фильтрация идет по самым крупным порам среды, затем по мере увеличения давления в процесс фильтрации вовлекаются все более мелкие поры. Этот процесс сопровождается кольтматацией пор твердой фазой промывочной жидкости. Глубина, а также длительность кольтматации и возможность образования корки будут зависеть от соотношения между размерами каналов фильтрации и частиц твердой фазы раствора.

Давление начала поглощения в трещиновато-кавернозных породах близко к пластовому, поэтому в них поглощение начинается

практически после небольшого превышения забойного давления над пластовым. Процесс кольматации в таких средах затруднен из-за низких гидравлических сопротивлений среды и большой глубины проникновения раствора. Признаки по данным ГТИ приведены в таблице 5.7

Таблица 5.7

**Признаки поглощений по данным ГТИ**

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Уровень в приемных емкостях	Снижение	
Скорость проходки	Рост	Резкий
Плотность раствора на выходе	Рост	
Расход на выходе	Снижение	
Давление на входе	Снижение	Возможны колебания
Крутящий момент на роторе	Изменение	Пики вследствие зашламления забоя
Температура раствора на выходе	Снижение	
Наличие отрицательного баланса вытеснения раствора при спуске колонны		При СПО

Прямым и однозначным признаком поглощения является снижение уровня промывочной жидкости в емкостях. Этот признак действителен только при наличии циркуляции. При отсутствии циркуляции снижение уровня в скважине может быть отмечено только визуально, поскольку не производится измерение уровня в затрубье.



Вскрытие поглощающего интервала в процессе механического бурения отмечается резким ростом механической скорости проходки, изменением крутящего момента и одновременным (а возможно, и несколько запаздывающим) падением уровня раствора в рабочей емкости.

Очень характерной и весьма опасной ситуацией (относительно катастрофических поглощений) является вход в сильнокавернозные, закарстованные породы с низким пластовым давлением. При их вскрытии резкий рост скорости проходки выражается в провалах инструмента, а падение уровня в емкости начинается практически одновременно с провалами и сразу с большой интенсивностью. Дальнейшее вскрытие такого интервала может привести к потере циркуляции.

Как правило, при небольшой интенсивности поглощения (до 5–6 м<sup>3</sup>/ч) бурение продолжается в условиях частичного поглощения.

Косвенным признаком поглощения является снижение давления раствора на входе в скважину. Давление – функция расхода в квадрате, поэтому даже небольшое снижение расхода раствора в затрубье вследствие ухода его части в пласт даст заметное снижение давления на стояке, поскольку гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве есть составляющая общего давления на насосах. Еще один немаловажный признак поглощения – колебания давления на общем фоне его снижения. Колебания, очевидно, связаны с постоянно действующей гидродинамикой в системе «пласт – скважина». В начальный момент поглощения давление снижается по описанной выше причине. Но снижение гидродинамического давления в затрубье ведет к снижению общего забойного давления и, соответственно, дифференциального между скважиной и пластом, что неизбежно приводит к снижению интенсивности фильтрации в пласт и к последующему повышению давления. Такой знакопеременный процесс изменения интенсивности поглощения вызывает колебания давления.

Другим косвенным признаком поглощения является снижение температуры раствора на выходе из скважины. Температура снижается в результате неполного теплообмена со стенками скважины, поскольку не весь раствор участвует в циркуляции.

Вскрытие зоны поглощения (бурение в условиях частичного поглощения) может происходить с изменяющейся интенсивностью поглощения. Этот признак – изменение во времени интенсивности поглощения – косвенно характеризует среду, в которую идет поглощение. Снижение интенсивности является результатом кольматации каналов фильтрации пласта твердой фазой раствора и образования глинистой корки. Это наблюдается, как правило, при вскрытии мелко- и среднепористой сред. Постоянная во времени или растущая по мере вскрытия интервала интенсивность поглощения свидетельствует о достаточно большой проницаемости и слабом образовании корки, что характерно для трещинно-кавернозной среды.

Следует отметить, что бурение в условиях частичного поглощения значительно повышает опасность зашламления забоя из-за недостаточной скорости движения раствора и прихватов инструмента вследствие как зашламления, так и высокого дифференциального давления между скважиной и пластом и образования толстой корки. В этом случае может появиться вторичный признак поглощения (как следствие зашламления) – рост давления на входе в скважину. Пример поглощения приведен на рис. 5.4.

Контроль за поглощением промывочной жидкости в процессе спускоподъемных операций осуществляется путем сравнения объема металла спускаемых в скважину труб и объема вытесняемой из нее промывочной жидкости. При определении расчетного объема вытеснения в качестве слагаемых учитываются нормальные фильтрационные потери и наличие пленки раствора на внутренней поверхности труб.

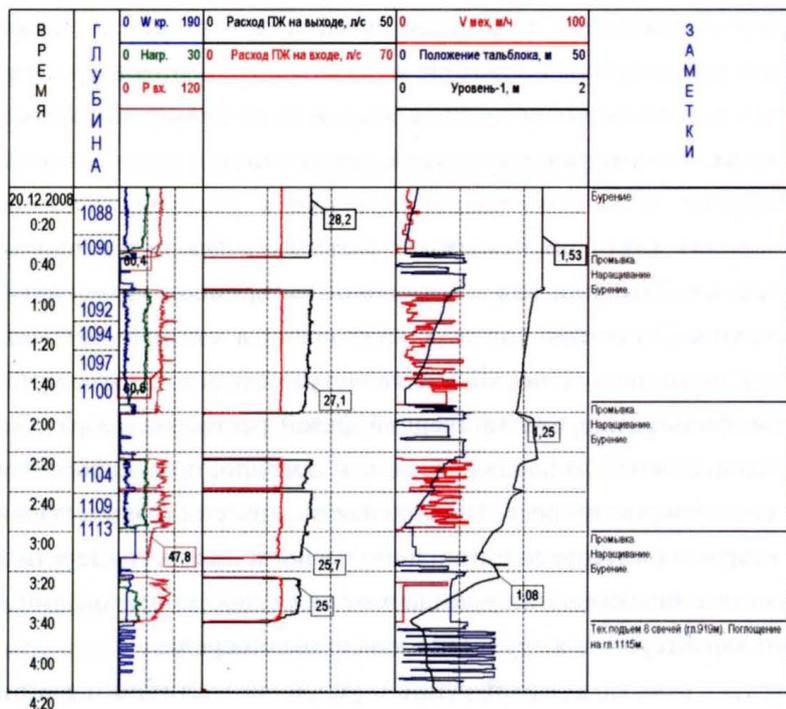


Рис. 5.4. Пример поглощения в процессе бурения

Признаком поглощения при спуске является уменьшение объема вытесняемого из скважины раствора относительно объема металла спускаемых труб. Такое соотношение может быть следствием:

- поглощения локальной порции раствора под действием эффекта поршневания, т. е. само поглощение происходит только при наличии дополнительной гидродинамической составляющей забойного давления, которое прекращается при остановке инструмента;
- непрерывного поглощения раствора пластом.

Различаются эти ситуации при тщательном визуальном контроле за уровнем в скважине при неподвижном инструменте. Снижения влияния эффекта поршневания обычно добиваются уменьшением скорости спуска инструмента, допустимая величина которой должна быть опре-

делена из условия недопустимости гидроразрыва пласта.

По данным ГТИ можно определить давление начала поглощения. Физическую основу этого метода составляет зависимость интенсивности фильтрационных процессов от перепада давления.

### **Неустойчивость ствола скважины**

Неустойчивостью ствола скважины называется нарушение целостности стенок скважины, осложняющее ее дальнейшую проводку.

Неустойчивость ствола может выражаться следующими осложнениями:

- осыпями и обвалами стенок скважины;
- желобообразованием на стенках скважины;
- кавернообразованием;
- образованием уступов и козырьков на стенках скважины;
- образованием сужений в стволе;
- образованием сальников на бурильном инструменте;
- образованием пробок в стволе.

Неустойчивость ствола может привести к значительному зашламлению забоя, заваливанию инструмента породой, к образованию сальников и в итоге – к прихвату инструмента и потере циркуляции.

Причины неустойчивости ствола скважины можно разделить на геологические и технологические. К геологическим причинам относятся:

– наличие в разрезе неустойчивых пород, т. е. мягких, рыхлых, слабоцементированных, высокопластичных, текучих, а также трещиновато-кавернозных и высокопористых пород (высокопластичные глины, текучие соли, слабосвязанные пески и аргиллиты);

- большие углы залегания пород;
- тектонические нарушения;
- частое чередование пород с различными свойствами.

К технологическим причинам относятся:



- недостаточное гидростатическое давление в скважине;
- высокие гидродинамические эффекты при проведении различных работ;
- несоответствие свойств промывочной жидкости свойствам разбу- риваемых пород;
- нарушение технологии промывки скважины и технологии СПО;
- недостаточная очистка промывочной жидкости от шлама;
- неудачная компоновка низа бурильной колонны;
- искривление ствола скважины.

Осыпи стенок скважины характеризуются постепенным попаданием в раствор рыхлых и слабосцементированных пород, слагающих стенки скважины. Обвалы, как более тяжелый случай осыпей, характеризуются значительными объемами попавшей в раствор породы. В случае интенсивного обваливания возникает опасность перекрытия кольцевого пространства, заваливания бурильной колонны, потери циркуляции и прихвата.

Желобообразование – это одностороннее изнашивание (образование выработки) стенки скважины (как правило, искривленного ее участка) при многократных СПО, проработках и т. п. Желоба создают угрозу заклинивания и прихвата в них низа бурильной колонны.

Кавернообразование характеризуется наличием естественных или образованием искусственных глубоких полостей в стенках скважины в результате растворения неустойчивых пород, таяния льда, а также обрушения пород. Каверны создают угрозу заклинивания, прихвата и слома инструмента. Кроме того, в кавернах могут скапливаться шлам и обвальная порода, которые впоследствии обрушиваются в скважину. Каверны, как правило, изменяются по размерам под воздействием фильтрата промывочной жидкости – увлажненная порода может переходить из упругого состояния в пластичное и заполнять часть каверн, затем вымываться потоком промывочной жидкости. Этот процесс может происходить мно-

гократно, приводя в итоге к увеличению размера каверн и тем самым увеличивая угрозу прихватов и сломов инструмента.

Уступы и козырьки на стенках скважины могут образоваться при частом переслаивании твердых и растворимых или текучих пород. Уступы могут возникать также при переходе на вскрытие долотом меньшего диаметра, забуривании нового ствола и т. п. В качестве примера образования козырька можно привести ангидритовые нерастворимые пропластки в мощной толще солей. Козырьки создают угрозу обрушения, а также заклинивания и прихвата колонны.

Сужения ствола скважины характеризуются уменьшением диаметра скважины в результате набухания неустойчивых глин и пластического течения глин и солей в ствол скважины. При непрохождении колонны через суженную часть возникает угроза прихвата.

Образование пробок в стволе скважины связано главным образом с обвалами и обрушением пород, с выкристаллизовыванием солей из промывочной жидкости на стенках скважины и бурильной колонне по мере подъема пересыщенного солью раствора в область низких температур и давлений, особенно при продолжительном перерыве в циркуляции. Эти осложнения грозят нарушением нормального режима промывки и потерей циркуляции, а также заклиниванием колонны.

Сальники образуются в результате недостаточной очистки забоя и раствора, а также наличия пластичных глин в разрезе. Сальник представляет собой плотное утолщение из шламового и обвального материала (в основном глинистого) на выступающей части бурильной колонны. Часто сальники возникают при сдирании со стенки скважины и последующем уплотнении глинистой корки. Прочный сальник большого диаметра может привести к нарушению режима промывки и потере циркуляции, прихвату колонны, а также резкому росту гидродинамических давлений при движении инструмента, что может явиться причиной проявления из пласта, когда сальник при подъеме работает как поршень. Характерной



ситуацией, возникающей в процессе проводки скважины, является зашламливание забоя, т. е. скопление большого количества шлама или обвальной породы на забое. Как показывает практика, шламовый стакан на забое может достигать нескольких десятков и даже сотен метров. Шлам скапливается главным образом из-за низкой подачи насосов, недостаточной для выноса породы. Но не менее важны при этом свойства раствора, способность его удерживать породу во взвешенном состоянии. Кроме того, зашламлению способствует недостаточная очистка раствора, при которой шлам повторно циркулирует, диспергируется до частиц, которые невозможно удалить, при этом раствор загустевает, плохо поддается химической обработке и уже не выполняет своих функций. Например, при содержании в растворе породы до  $0,45 \text{ г/см}^3$  и глубине скважины 3000 м скорость проходки снижается примерно на 80%.

Признаки неустойчивости ствола скважины по данным ГТИ приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8

**Признаки неустойчивости ствола скважины по данным ГТИ**

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Давление на входе	Рост	Плавный рост при осыпях, резкий при обвалах
Крутящий момент на роторе	Рост	Появление высокоамплитудных пиков
Скорость проходки	Снижение	
Плотность раствора на выходе	Рост	За счет недостаточной очистки
	Крупный обвальный шлам на выбросите	
	Затяжки и посадки при движении инструмента	

В процессе механического бурения первыми признаками проявления неустойчивости ствола являются увеличение давления промы-

вочной жидкости на входе в скважину и крутящего момента на роторе. Осыпи стенок скважины характеризуются плавным увеличением давления и небольшим увеличением момента на роторе в начальном этапе. Если осыпи продолжают длительное время, то это может привести к зашламлению забоя. В таком случае давление продолжает увеличиваться, и на фоне этого увеличения появляются колебания, а на кривой крутящего момента могут появиться высокоамплитудные пики, характерные для подклинок. Зашламление забоя приводит к появлению затяжек при отрыве инструмента от забоя и посадок при постановке на забой. Очень похожую картину всех аномалий дает зашламление забоя в результате недостаточного расхода раствора. Но в этом случае продолжительная циркуляция и очистка забоя приводят к восстановлению давления до нормальной величины. Наличие же осыпей оставляет давление аномально завышенным, даже если оно снижается в процессе циркуляции. Кроме того, наличие осыпей подтверждается появлением в шлеме обвальной породы. Характерным признаком зашламления забоя в процессе бурения вследствие как недостаточной очистки, так и осыпания стенок скважины является снижение механической скорости проходки.

Обвалы стенок скважины, которые могут последовать за осыпями или начаться внезапно, характеризуются теми же признаками, что и осыпи, но в этом случае наблюдаются резкое увеличение давления из-за затрудненной циркуляции и его колебания, а также появление высокоамплитудных пик на кривой крутящего момента. Посадки и затяжки инструмента возникают практически одновременно с ростом давления. Визуально обвалообразование подтверждается появлением крупных кусков породы на вибросите. Пример осложнения, связанного с осыпями, приведен на рис. 5.5.

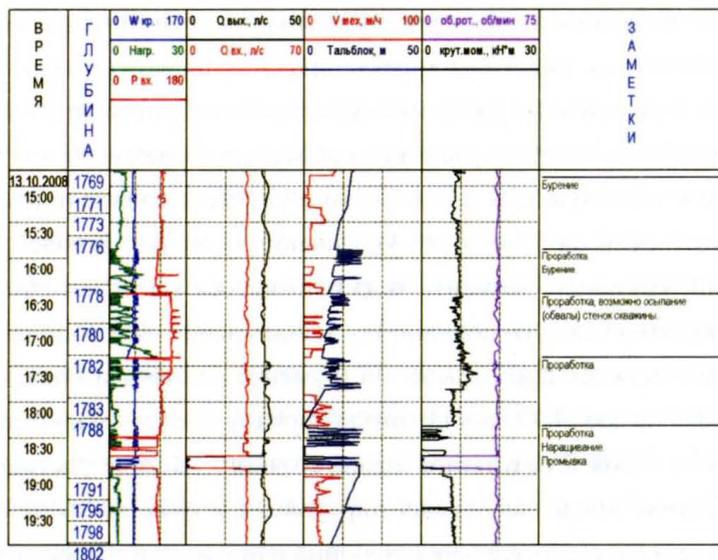


Рис. 5.5. Пример осложнения, связанного с осыпями

Образование сальника на инструменте характеризуется очень плавным ростом давления, появлением подклинок, затяжек и посадок инструмента. Эта ситуация по характеру кривых схожа с ситуацией осыпания стенок и зашламления забоя скважины, но в данном случае подклинки, затяжки и посадки инструмента сохраняются и при подъеме колонны, а не только при отрыве от забоя, как наблюдается в начальные моменты зашламления. Кроме того, интенсивная циркуляция раствора не всегда приводит к разрушению сальника и нормализации давления.

Во время значительных перерывов в циркуляции создаются благоприятные условия для образования суженных участков ствола скважины. Такие участки ствола устанавливаются в процессе спуска или подъема инструмента на кривой веса инструмента по появлению посадок и затяжек, количество которых постепенно увеличивается при прохождении низа колонны через наиболее суженную часть ствола.

Наличие козырьков и уступов на стенках скважины, а также жело-

бов и каверн отмечается резкими посадками и затяжками инструмента при прохождении через них низа бурильной колонны. Эти случаи наиболее опасны с точки зрения слома колонны или затягивания ее в желоб при подъеме.

Признаком, определяющим причину затяжек и посадок инструмента, может служить отклонение параметров циркуляции от нормальных значений. В суженном стволе циркуляция затруднена, давление на насосах повышено, иногда наблюдается его рост до критического, а желоба, козырьки и каверны нарушений циркуляции не вызывают.

Зашламление забоя и образование шламового стакана за счет невынесенного шлама или осыпавшейся породы происходит большей частью за время перерыва в циркуляции. Такая ситуация проявляется появлением посадок инструмента при приближении к забою.

Резкие посадки в шламовый стакан, особенно при большой скорости спуска, сопровождаются столь же значительными затяжками при попытке отрыва от стакана и могут вызвать потерю циркуляции.

При спуске инструмента глубина залегания неустойчивой части ствола определяется как длина спущенной части бурильной колонны к моменту появления посадок. При подъеме инструмента глубина залегания неустойчивой части ствола оценивается как длина оставшейся в скважине бурильной колонны к моменту прекращения затяжек.

### **Прихваты**

Прихватами называется невозможность вертикальных перемещений и вращений инструмента в скважине при технически допустимых натяжениях. Самый тяжелый случай прихвата – с потерей циркуляции промывочной жидкости.

Чаще всего прихватам предшествует неустойчивость ствола скважины, т. е. причинами являются осыпи, обвалы, сужения ствола вследствие выпучивания пород, уступы на стенках скважины вслед-



ствие неудачной компоновки колонны и т. д.

Причинами прихвата, кроме перечисленных признаков неустойчивости ствола скважины, могут быть:

- высокое дифференциальное давление, прижимающее колонну к стенке скважины;
- липкая и рыхлая глинистая корка;
- поглощения промывочной жидкости;
- оставление колонны длительное время без движения и циркуляции;
- заклинивание посторонними предметами.

Ситуация прихвата бурильной колонны оценивается буровой бригадой и без помощи информации ГТИ, поэтому главной задачей в данном случае является определение причины прихвата и контроль за его ликвидацией. В процессе ликвидации прихвата контролируются величины и характер изменения веса на крюке, крутящего момента на роторе, давления на входе и других параметров. Пример прихвата приведен на рис. 5.6.

Прихватоопасная зона или интервал неустойчивости ствола скважины в процессе механического бурения или промывки определяется по времени подъема обвальнй породы на поверхность. При определении зоны обваливания по выходу шлама на поверхность необходимо учитывать естественное осаждение шлама в растворе под действием силы тяжести (седиментацию шлама).

Скорость осаждения (седиментации) шлама рассчитывается по формуле:

$$v_{\text{осн}} = 10^{-2} K_p \sqrt{l_{\text{ш}} \frac{\gamma_{\text{ш}} - \gamma_p}{\gamma_p}}, \quad (5.55)$$

где:  $K_p$  – коэффициент, зависящий от формы частиц шлама (для критической  $K_p = 30$ , для частиц в форме параллелепипеда  $K_p = 20$ );

$l_{\text{ш}}$  – средний размер частиц шлама, см.

$\gamma_{ш}$  – плотность шлама, г/см<sup>3</sup>;

$\gamma_{р}$  – плотность промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>.

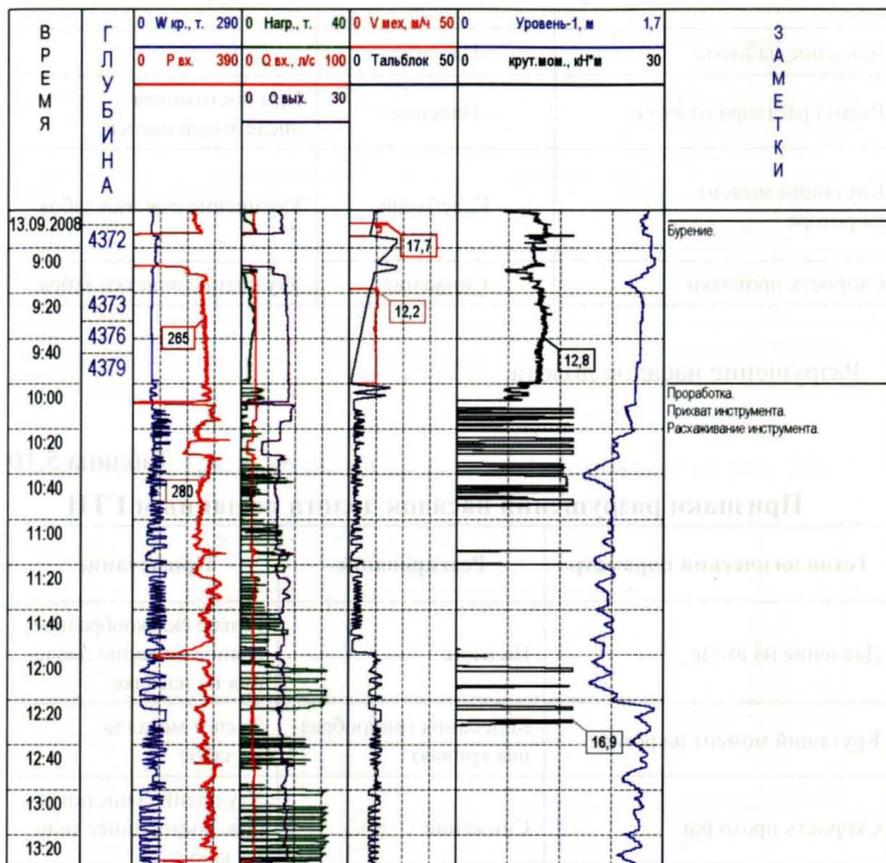


Рис. 5.6. Пример прихвата

### Аварии с бурильным инструментом

Неисправности насоса:

- промыв поршня;
- разрыв клапана;
- негерметичность всасывающей линии.



Таблица 5.9

**Признаки неисправности насоса по данным ГТИ**

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Давление на входе	Падение	
Расход раствора на входе	Падение	При постоянном числе ходов насоса
Крутящий момент на роторе	Колебания	Ухудшение очистки забоя
Скорость проходки	Снижение	Ухудшение очистки забоя

Разрушение насадок долота.

Таблица 5.10

**Признаки разрушения насадок долота по данным ГТИ**

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Давление на входе	Падение	Резкое скачкообразное, равное падению давления на насадке
Крутящий момент на роторе	Колебания (пилообразная кривая)	За счет металла на забое
Скорость проходки	Снижение	Ухудшение очистки забоя, постороннее тело на забое

Промыв бурильной колонны:

- а) по телу трубы;
- б) по резьбовому соединению.

Таблица 5.11

**Признаки промыва бурильной колонны по данным ГТИ**

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Давление на входе	Падение, при постоянном расходе	Плавное при промывках по телу трубы, резкое при промывках по резьбовому соединению
Температура раствора на выходе	Снижение	Промыв высоко над забоем
Крутящий момент на роторе	Колебания	Ухудшение очистки забоя
Скорость проходки	Снижение	Ухудшение очистки забоя

Пример промыва колонны по телу трубы приведен на рис. 5.7.

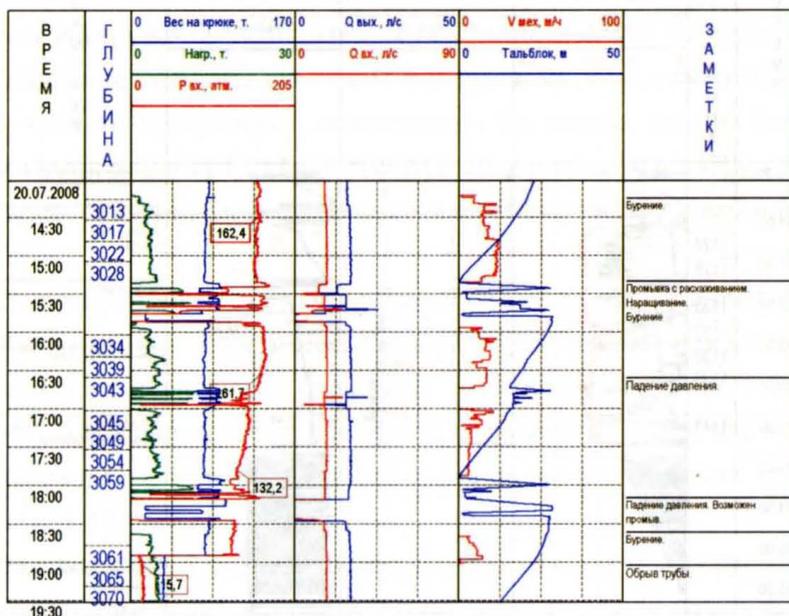


Рис. 5.7. Пример промыва колонны по телу трубы



Износ опоры долота

Таблица 5.12

Признаки износа опоры долота по данным ГТИ

Технологический параметр	Реагирование	Примечание
Скорость проходки	Снижение	Ухудшение очистки забоя
Давление на входе	Падение	При бурении забойным двигателем
Крутящий момент на роторе	Рост	Появление на кривой высокоамплитудных пиков
Нагрузка на долото	Появление на кривой высокоамплитудных пиков	Подклинки
	Отсутствие выбурки при подаче	

Пример износа долота приведен на рис. 5.8.

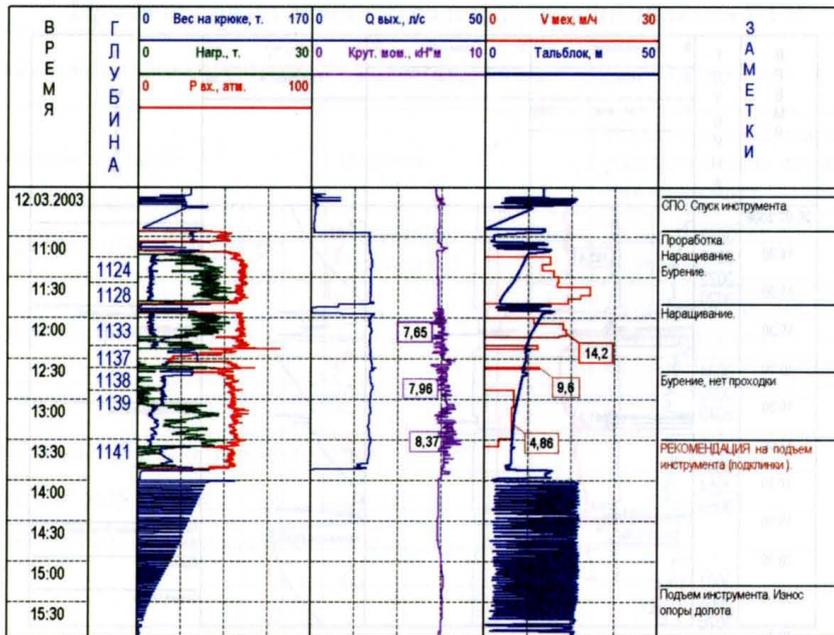


Рис. 5.8. Пример износа долота

### Управление доливом/вытеснением промывочной жидкости при СПО

При проведении спуско-подъемных операций существует опасность появления дисбаланса в системе «давление в скважине – давление в пласте». Это связано с тем, что в процессе подъема труб (свечей) на поверхность уровень промывочной жидкости в скважине падает, уменьшая тем самым гидростатическое давление на стенки скважины. Может возникнуть ситуация, когда давление в пласте окажется больше давления в скважине, возникнет угроза поступления пластового флюида в скважину и на поверхность. Чтобы не допустить этого, необходимо периодически доливать промывочную жидкость в скважину и контролировать объем долитой в скважину промывочной жидкости, который должен быть равен объему металла извлекаемых из скважины труб.

Для скважин, в которых существует опасность проявления, число свечей инструмента, поднимаемых без долива, можно определить из соотношения диаметра скважины к наружному диаметру труб. Если  $D/d_n < 1,6$ , то число свечей, поднимаемых без долива, должно быть не более пяти, а при  $D/d_n > 1,6$  – десяти (для свечей длиной 37,5 м). При подъеме УБТ долив должен производиться после подъема каждой свечи.

Долив производится строго из специальной доливочной емкости.

Расчетный или теоретический объем долива определяется как сумма объема металла поднятых бурильных труб между доливами, а фактический долив определяется при доливе скважины как снижение объема раствора в доливочной емкости за время подъема очередного количества (1, 5, 10) свечей.

Баланс каждого долива определяется как разница между расчетным и фактическим доливом, общий баланс – как алгебраическая сумма балансов каждого долива.



При появлении положительного баланса долива, превышающего нормальное отклонение объема, или повторного положительного баланса в пределах нормального отклонения буровой бригаде сообщается величина этого баланса, а также величина общего баланса объема к данному времени. В этом случае буровая бригада, как правило, прекращает подъем и проверяет наличие перелива раствора из устья.

При спуске бурового инструмента в скважину контролируется соответствие объема вытесняемой из скважины промывочной жидкости и объема металла спускаемых в скважину труб.

Уменьшение объема вытесняемой из скважины промывочной жидкости против объема металла спускаемых в скважину труб говорит о возможном поглощении раствора в пласт.

Фактический объем вытесненного из скважины раствора определяется как повышение объема в емкости за время спуска очередного количества свечей. Баланс объема определяется как разница между фактическим и расчетным объемами вытеснения. Расчет приводится после спуска каждых 10–15 свечей.

При появлении отрицательного баланса, превышающего нормальное отклонение объема, или повторного отрицательного баланса в пределах нормального отклонения буровой бригаде сообщается величина этого баланса.

## ГЛАВА 6. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

### § 1. Организация работ

Организация проведения геолого-технологических исследований включает в себя обеспечение различных работ и задач. В решении производственных задач участвуют различные подразделения службы ГТИ. Количество подразделений зависит от объемов производимых работ.

На рисунке 6.1 приведена схема работы службы ГТИ с указанием подразделений, которые выполняют эти работы.

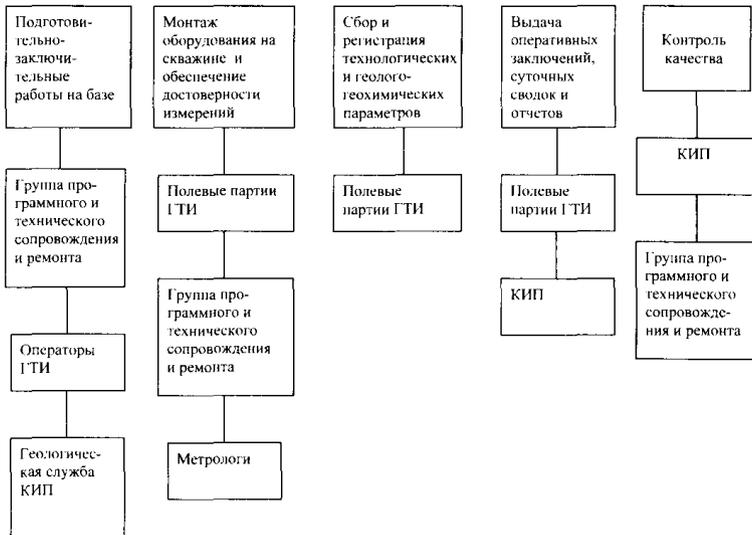


Рис. 6.1. Схема производства работ ГТИ

Подготовительно-заключительные работы на базе начинаются после получения заявки на производство работ ГТИ на конкретной скважине.



Группа программного и технического сопровождения совместно с операторами, выезжающими на скважину, комплектуют оборудование, вагон, организуют буксировку станции ГТИ на месторождение.

Геологическая служба ГТИ обеспечивает операторов предварительной геологической информацией по месторождению (прогнозные разрезы) и т. п.

Монтаж технологических датчиков и другого оборудования на буровой, а также поддержание в рабочем состоянии датчиков параметров процесса бурения, пульта бурильщика, компьютерного оборудования и средств связи входит в обязанности оператора. Оператор несет полную ответственность за достоверность и качество получаемой в процессе проводки скважины информации. В случае поломки оборудования, если оператор не может на скважине эту поломку ликвидировать, он сообщает в группу технического сопровождения и ремонта. Оборудование оперативно заменяется и ремонтируется. После ремонта датчики должны в обязательном порядке пройти метрологическое освидетельствование. Использовать датчики, не имеющие метрологического свидетельства, запрещается.

Для обеспечения работоспособности оборудования необходимо не менее двух раз в сутки совершать обход датчиков и другого оборудования, смонтированного на буровой, а также отслеживать работу по регистрируемым диаграммам на экране компьютера.

## **§ 2. Монтаж оборудования на скважине**

Установка датчиков производится силами операторского состава станции ГТИ с привлечением специалистов буровой бригады. Места установки и количество датчиков указываются в «Проекте установки станции ГТИ и монтажа датчиков на буровой», согласованном с за-

казчиком. На рисунке 6.2 показаны места расположения датчиков на буровой.

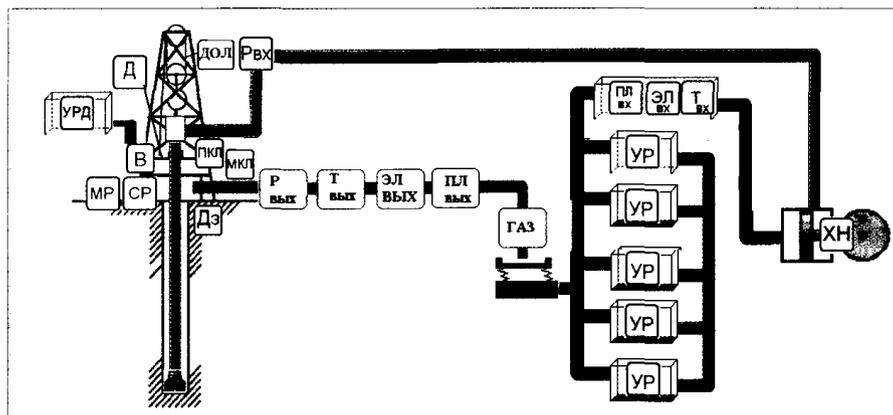


Рис. 6.2 Типовое расположение датчиков на буровой

Условные обозначения датчиков:

- В – датчик веса на крюке;
- Д – датчик давления в линии нагнетания;
- Р<sub>вх</sub> – датчик расхода на входе;
- Р<sub>вых</sub> – датчик расхода на выходе;
- Эл<sub>вх</sub> – датчик электропроводности;
- Эл<sub>вых</sub> – датчик электропроводности на выходе;
- Т<sub>вх</sub> – датчик температуры;
- Т<sub>вых</sub> – датчик температуры на выходе;
- П<sub>кл</sub> – датчик положения клиньев;
- М<sub>кл</sub> – датчик момента на ключе;
- Дз – датчик давления в затрубье;
- УР<sub>д</sub> – датчик уровня в доливочной емкости;
- УР – датчики уровня в емкостях;
- Пл<sub>вх</sub> – плотность на входе;
- Пл<sub>вых</sub> – плотность на выходе;
- ХН – датчик ходов насоса;
- ГАЗ – дегазатор;
- МР – момент на роторе;
- ОР – обороты ротора;
- ДОЛ – глубиномер.



## Правила монтажа и проверка работоспособности

### *Датчик веса на крюке*

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

На буровой установке проверка достоверности измерений осуществляется при монтаже и периодически, не реже чем один 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 промывочной жидкостью. Минимальное значение проверяется по отношению к весу вертлюга – ведущей буровой штанги (квадрата). Паспортное значение указанного веса должно запрашиваться у бурового подрядчика (буровой бригады).

### *Датчик давления*

Датчик давления промывочной жидкости на входе в скважину подключается к нагнетательной линии через средоразделитель штатного манометра на буровой с помощью тройника, а датчик давления в затрубье монтируется в выкидную линию превентора. Монтаж датчиков осуществляется при отсутствии давления в магистралях специалистом буровой бригады под руководством начальника партии ГТИ.

Датчики давления должны иметь средоразделитель, заполненный

маслом или кремнеорганической жидкостью, не замерзающими при температуре до  $-55-60$  °С.

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

#### *Датчик оборотов лебедки (положения тальблока)*

Датчик крепится в любом удобном для обслуживания месте в непосредственной близости от вала буровой лебедки. Производится соединение шкива датчика с валом лебедки посредством ремня либо тросика.

#### *Устройство для непрерывной дегазации промывочной жидкости (дегазатор)*

Дегазатор принудительной (активной) дегазации должен:

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

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

Газовоздушная линия между дегазатором и анализатором в станции



ГТИ должна быть как можно более короткой, без провисаний, изгибов, петель с тем, чтобы не допустить скапливания продуктов конденсации.

Газовоздушная линия должна быть оснащена защитным устройством (барбатером), чтобы исключить случайное попадание в него промывочной жидкости.

### ***Датчик расхода промывочной жидкости***

Монтаж расходомера на входе в скважину в линию высокого давления (врезной вариант расходомера) производится специалистами буровой бригады 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.

Ультразвуковые (накладные) расходомеры устанавливаются на прямую часть манифольда на расстоянии не менее полутора метров от колен, фланцевых соединений и тройников. Для монтажа ультразвукового датчика на манифольде подготавливается участок размером 50x100 мм, очищенный от краски, окалины и ржавчины. Цель такой подготовки заключается в устранении возможных препятствий между датчиком и стенкой трубы, которые могут нарушить акустическую связь. В комплект поставки каждого расходомера входит набор для акустического сопряжения датчика и трубы.

Датчик расхода на выходе (индикатор потока) крепится на стенке желоба с помощью крепежного приспособления.

### ***Датчик уровня промывочной жидкости в емкостях***

Для монтажа датчиков уровня в емкостях буровой установки и в емкости под виброситами в полу этих емкостей необходимо прорезать

отверстия. Над отверстием устанавливается струбцина, при помощи которой датчик, погруженный в емкость, фиксируется в вертикальном положении.

Датчик уровня в доливочной емкости, не имеющей крышки, монтируется персоналом партии ГТИ с помощью струбцины, укрепленной за борт емкости, без привлечения специалистов буровой бригады.

### *Датчик температуры промывочной жидкости*

Места установки датчиков температуры промывочной жидкости на входе в скважину:

- в рабочей (расходной) емкости в точке, максимально приближенной к всасывающему патрубку бурового насоса;
- или, по согласованию с заказчиком, во всасывающих патрубках буровых насосов.

Запрещается установка датчика в обводном потоке раствора и 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.

### *Датчик плотности промывочной жидкости*

Гиревой датчик плотности крепится с помощью крепежного приспособления к верхней кромке емкости в наиболее спокойной его части вдали от мешалок. Подвешивается гиря и плавно опускается в раствор.

Датчик плотности промывочной жидкости 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 промывочной жидкостью, установленной перед виброситами.

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

Измерению подлежит число двойных ходов каждого насоса в единицу времени (ходы/минуту). При работе двух или трех насосов производится суммирование ходов насосов.

### *Датчик оборотов 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.

### *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.

#### ***Датчик электропроводности промывочной жидкости***

Датчик электропроводности промывочной жидкости на входе в скважину устанавливается в рабочей емкости в месте отбора промывочной жидкости насосом (у приемного патрубка) с креплением его к емкости струбциной.

Датчик электропроводности промывочной жидкости на выходе из скважины монтируется в желобной системе или рядом с датчиком объемного газосодержания промывочной жидкости в малой емкости перед виброситами.

#### ***Датчик момента на ключе***

Датчик момента на ключе (силоизмерительного типа) устанавливается на тросе, удерживающем универсальный механический ключ (УМК). Датчик момента на ключе гидравлического типа (датчик давления) вворачивается в разъем в ключе через переходник.

### **§ 3. Порядок работы**

Операторы ГТИ осуществляют геолого-технологические исследования на скважине круглосуточно.

Перед началом бурения и в его процессе оператор обязан отслеживать и фиксировать типы и размеры применяемого бурового оборудования и соответствие их типоразмеров заложенным в проекте на бурение.



Кроме этого, необходимо:

1. Отследить по кривым регистрации технологических параметров изменения их величин, определить и указать причины всех аномальных изменений измеряемых величин параметров бурения (глава 5). Аномальные изменения могут быть связаны с технологическими операциями на буровой (например, смена раствора), нарушением технологии бурения (например, превышение скорости СПО допустимого значения), геологическими осложнениями (например, вскрытие поглощающего интервала) или нарушениями в системе регистрации (например, нахождение датчика плотности ПЖ выше уровня жидкости в емкости).

При обнаружении аномалии, развитие которой может привести к возникновению предаварийной ситуации, оператор должен немедленно предупредить об этом бурильщика и бурового мастера, сделать запись в их буровой журнал, а также сделать соответствующую запись на диаграмме.

2. Следить за соблюдением технологической дисциплины в бурении, т. е. определять соответствие измеренных с помощью станции ГТИ технологических параметров проектным (по ГТН И РТК).

3. Определять продолжительность технологических операций для составления баланса времени работы буровой бригады (буровой установки) и составление графика строительства скважины.

4. Обеспечить регулярный сбор, анализ и обработку шлама, керна, проб газа и промывочной жидкости и выдать заказчику оперативную информацию об обнаруженных и зарегистрированных прямых и косвенных признаках нефтегазоносности в разрезе бурящейся скважины (главы 2, 4).

5. Обеспечить регистрацию и своевременную выдачу информации о признаках предаварийных ситуаций, связанных с геологическим строением разреза и нарушением технического состояния бурового оборудования.

6. Обеспечить выдачу буровой бригаде рекомендаций, необходимых для оптимальной проводки скважины.

7. Своевременно и качественно составлять и отправлять формы оперативной отчетности.

8. Обеспечить достоверность измерений газосодержания промышленной жидкости. Для этого перед началом вахты оператор обязан сделать анализ (разгонку) эталонного газа, распечатать хроматограмму с указанием даты и времени. После окончания вахты этот график вместе с материалом сдается в службу интерпретации ГТИ.

При несовпадении значений концентраций УВ с эталонными значениями необходимо сделать калибровку хроматографа на скважине.

#### **§ 4. Обеспечение качества**

Обеспечение качества подразделяется на два этапа:

- обеспечение качества материалов ГТИ;
- обеспечение качества работы операторского состава.

Контролем качества материалов ГТИ занимается КИП ГТИ. Контроль осуществляется ежедневно, по мере поступления сводок и диаграммного материала непосредственно со скважин по спутниковой или сотовой связи.

Контроль качества материала ГТИ проводится с целью оценки полноты выполнения заявленного комплекса геолого-геохимических и технологических исследований и возможности использования результатов для качественной и количественной интерпретации. Контроль качества осуществляется при приемке интерпретационной службой первичных материалов от операторов партий или отрядов.

Качество геолого-технологических исследований считается НЕУДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНЫМ:



- если геолого-технологическая информация заказчику по вине работников служб ГТИ представлялась позднее оговоренного срока, не был выполнен заявленный комплекс методов и измерений;
- если в исследуемом интервале имел место пропуск продуктивного пласта по всем видам исследований по вине оператора;
- если имеется пропуск одного вида исследований (технологический или геологический) в продуктивной части интервала в пределах одного рейса;
- низкое качество одного вида исследований (имеется пропуск информации по регистрируемому параметру более 2 м в интервале рейса или более 10% времени одного рейса, отсутствие записи о выданных рекомендациях, если они были, сведений о калибровках);
- если в продуктивной части разреза несвоевременно выдавались рекомендации на отбор керна, проведение ИПТ и ГИС, что привело к потере ценной геологической информации (о литологическом составе пород, их коллекторских свойствах и характере насыщения пласта-коллектора);
- отсутствие предупреждений и рекомендаций при вскрытии коллектора;
- литологическое описание керна и шлама не полное, отсутствует привязка его к кривой ДМК;
- нарушалась интервальность отбора шлама в перспективной части разреза.

Качество материала считается **УДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНЫМ**, если имеются недостатки, не исключающие интерпретацию и использование диаграммного материала для решения поставленных задач. К недостаткам относятся:

- пропуск по одному из заданных параметров не более 2 м в пределах одного рейса или не более 10% времени рейса;
- ошибка в привязке к глубине скважины не превышает 5 м.

Контролем качества работы операторов занимается группа программного и технического сопровождения и ремонта, начальники отрядов, а также специалисты КИП. Контроль качества работы операторов включает в себя следующие проверки:

- качество монтажа;
- своевременность и качество обслуживания оборудования;
- достоверность проведенных исследований;
- своевременность сдачи материалов по окончании вахт.

При обнаружении нарушения качества работ составляются соответствующие акты, которые рассматриваются специальной комиссией по качеству. Эта комиссия определяет степень взыскания и меры предотвращения таких нарушений в дальнейшем.

## **§ 5. Правила безопасности при проведении ГТИ**

### **Подготовка буровой установки**

Подготовка буровой установки и скважины для проведения геолого-технологических исследований осуществляется силами бурового предприятия (подразделения) и производителя ГИРС под руководством начальника партии ГТИ и представителя бурового предприятия (подразделения). Степень участия сторон по монтажу и демонтажу датчиков, оборудования, станций оговаривается в договоре или регламенте на проведение ГТИ.

Подготовленность буровой для проведения исследований оформляется актом за подписями ответственных представителей бурового предприятия (подразделения) и передается начальнику партии ГТИ. Начальник партии не имеет права начать проведение исследований при отсутствии вышеуказанного акта.

Перед началом работ все члены буровой бригады должны быть про-



инструктированы начальником партии ГТИ о правилах техники безопасности при исследованиях в процессе бурения. Отметка о проведенном инструктаже заносится в журнал учета инструктажа буровой бригады.

### **Подготовка к установке станции ГТИ**

Для установки станции на буровой со стороны желоба 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, вибросито должны быть освещены. В условиях бурения скважин с насыпных оснований ограниченного размера или с платформ станцию ГТИ разрешается устанавливать непосредственно около основания вышки по согласованию с органами Ростехнадзора. Запрещается установка станции ГТИ со стороны выхлопных труб дизельных установок, под линиями электропередач, вблизи нефтетоплидохранилищ.

К рабочей площадке должны быть подведены переменный ток от отдельного рубильника силовой сборки буровой установки и контур заземления. Подключение к этой линии других потребителей электроэнергии во время проведения исследований запрещается. Подключение станции, лаборатории, геологической кабины к сети производится электриком буровой в присутствии начальника партии ГТИ. В качестве заземления следует использовать контур заземления буровой или обсадную колонну.

Соединительные кабели и газоздушная 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.

Для установки дегазатора и расходомера промывочной жидкости в желобной системе за пределами основания буровой должен быть уста-

новлен участок желоба прямоугольного сечения с учетом наклона 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.

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

Все проводимые работы должны регламентироваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03).

К работе на буровой допускаются работники партии ГТИ, прошедшие инструктаж, стажировку и сдачу экзаменов по технике безопасности в объеме и сроки, установленные программой.

#### **Требования безопасности при монтаже датчиков станции ГТИ**

При монтаже датчиков станции ГТИ необходимо соблюдать требования руководств по эксплуатации фирмы, изготавливающей данное оборудование. Монтаж датчиков, которые не требуют сварочных работ, производится персоналом партии ГТИ по согласованию с буровой бригадой. Если для крепления датчиков требуется сварка, то привлекаются специалисты буровой или вышкомонтажной бригад. При выборе места установки датчиков необходимо свести к минимуму возможность повреждения датчиков и кабелей при работе буровой бригады.

Установка и снятие датчика веса должны производиться при опущенном на пол буровой талевом блоке. При поднятом талевом блоке работы производить запрещается.

#### **Техника безопасности при монтаже и демонтаже датчика веса на крюке**

Работы при снятии и установке датчика веса должны производиться двумя операторами партии ГТИ. Допускается производство работ



одним членом партии ГТИ при наличии помощника из членов буровой бригады после инструктажа по ТБ с записью под роспись в журнале регистрации инструктажей на рабочем месте.

Установка датчика веса должна производиться на высоте 1–2 м, обеспечивающей незадевание грязевого шланга при спуске и подъеме ведущей трубы из шурфа, а затем фиксироваться зажимом во избежание его самопроизвольного перемещения вдоль талевого каната.

При установке датчика веса на высоте выше 1,5 м необходимо пользоваться специальной лестницей.

### **Техника безопасности при работе с хлороформом**

Технический хлороформ – бесцветная огнеопасная жидкость, прозрачная, тяжелая, летучая с характерным запахом и сладким жгучим вкусом. Мало растворяется в воде. От действия света, влаги, воздуха и нагревания (хлороформ токсичен) может вызвать нарушение сердечного ритма, цирроз и атрофию печени.

Хлороформ применяется для проведения люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) шлама и керна в отрядах ГТИ. Применение хлороформа для других целей запрещается.

Все работы с применением хлороформа должны производиться так, чтобы избежать попадания его на руки и одежду, чтобы пары хлороформа не попадали в органы дыхания работающего.

В станции ГТИ люминесцентно-битуминологический анализ шлама и керна в отрядах ГТИ производится только в вытяжном шкафу с включением принудительной вентиляции. Капельные вытяжки, сделанные на фильтровальной бумаге, следует извлекать из вытяжного шкафа или люминескопа только после полного испарения хлороформа.

Хранение хлороформа осуществляется в темной стеклянной посуде с притертой пробкой, исключающей возможность хищения и допуска к нему посторонних лиц. На сосудах с хлороформом должна быть

несмываемая надпись – «Хлороформ – ЯД!»

Запрещается хранение хлороформа в станции ГТИ. Его нужно хранить на улице в специальном ящике, закрытом на замок. В станции ГТИ хлороформ необходимо хранить в вытяжном шкафу в количестве не более суточной нормы расхода.

### **Техника безопасности при работе с генератором водорода**

В связи с тем, что существует несколько модификаций генераторов водорода, запрещается включать его, не ознакомившись с руководством по эксплуатации (РЭ) и не проверив конструкцию на герметичность.

В процессе эксплуатации необходимо следить за герметичностью, своевременно устранять утечки и не допускать резких сбросов водорода.

После окончания работы убедиться в отсутствии остатков водорода в генераторе; если водород присутствует, то необходимо его полностью сбросить.

При включенном генераторе водорода запрещается производить ремонтные работы.

В связи с возможностью воспламенения запрещается производить любые работы с генератором водорода грязными замасленными руками, в засаленной спецодежде и масляными инструментами.

В процессе эксплуатации и монтажа исключить попадание масла в генератор водорода.

Щелочные генераторы заливать электролитом только в спецодежде и резиновых перчатках. Заливка генератора водорода электролитом, содержащим следы масла, запрещается.



## ГЛАВА 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГТИ

### § 1. Основные термины и понятия из области измерений

**Метрология** – наука об измерениях физических величин, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности измерений параметров объектов физической реальности.

**Физическая величина** (или просто **величина**) – это свойство, которое в качественном отношении характерно для многих предметов, процессов, явлений, но в количественном отношении индивидуально для каждого из них, например, давление, вес и т. д.

Количественное содержание величины называется **значением величины**.

**Измерением** называется процесс сравнения величины с ее значением, принятым за единицу. Измерением также называют процесс определения истинного значения величины опытным путем с использованием специальных технических средств, называемых средствами измерений (СИ).

**Измеряемая величина (измеряемый параметр)** – это параметр объекта измерений, выраженный в единицах физической величины или в относительных единицах.

Измерения делятся на прямые, косвенные, совместные и совокупные измерения.

**Прямыми** называются измерения, при которых искомое значение величины находят непосредственно по показаниям СИ. Например,

масса измеряется с помощью весов, температура – термометров, расход – по соответствующим шкалам расходомеров или с экрана компьютера измерительной системы станции ГТИ.

**Косвенными** называются измерения, при которых значение измеряемой величины находят на основании известной зависимости между ней и величинами, определенными методами прямых измерений (или других косвенных измерений) в одинаковых условиях.

**Совокупными** называются проводимые одновременно измерения нескольких одноименных величин, при которых их искомые значения находят решением системы уравнений, получаемых при прямых измерениях различных сочетаний этих величин.

**Совместными** называются проводимые одновременно измерения двух или нескольких не одноименных величин для установления зависимости между ними.

Часто измерения выполняются с целью проведения испытаний или контроля качества продукции. Так в процессе контроля технологических датчиков ГТИ путем периодической калибровки выполняют метрологические измерения с использованием образцовых технических средств и производят их отбраковку по метрологическим признакам с заключением об их годности – «годен» или «не годен» к применению.

Следует различать три главных особенности при использовании понятия «значение погрешности измерений». Рассмотрим **истинное, оцененное, нормированное** значения погрешности измерений (таблица 7.1).

По источнику возникновения погрешности измерений подразделяются на **методические, инструментальные и личные** – погрешности отсчета значений измеряемой величины.

По характеру проявления при многократных измерениях одной и той же неизменной величины погрешности делятся на систематические ( $\Delta_{\text{н}}$ ) и случайные ( $\dot{\Delta}$ ).



Таблица 7.1

## Погрешности измерений

Понятие	Обозначение	Определение
Истинное значение погрешности	$\Delta B_{ист}$	Значение абсолютной погрешности, вычисляемое как разность между измеренным и истинным значениями величины
Оцененное значение погрешности	$\tilde{\Delta B}$	Значение абсолютной погрешности, вычисляемое в измерительном процессе как разность между измеренным и эталонным значениями величины (например, при калибровке аппаратуры)
Нормированное значение погрешности	$\Delta B_{норм}$	Значение абсолютной погрешности, устанавливаемое субъектом исходя из решаемой измерительной задачи. Это значение (норма) не вычисляется по формулам, а назначается («придумывается») человеком – создателем аппаратуры и указывается в документации на нее

Систематические погрешности при повторных измерениях неизменной величины не меняют своего числового значения.

Случайные погрешности при многократных измерениях одной и той же неизменной величины изменяют свое числовое значение.

Если изменения величины не оказывают влияния на погрешность измерений, то такие измерения называют статическими и все погрешности измерений также называются **статическими**.

**Динамические** погрешности возникают тогда, когда проявляются инерционные свойства средств измерений, то есть когда показания приборов (выходной сигнал) не успевают отслеживать изменения величины.

По способу выражения погрешности измерений делятся на **абсолютные** и **относительные**. Значения абсолютных погрешностей выражаются в единицах физической величины (например, в килограммах, метрах, секундах). Значения относительных погрешностей выражаются в долях единицы или в процентах.

Оценку относительной погрешности обычно обозначают значком  $\tilde{\delta}$

(дельта) и определяют по формуле:

$$\tilde{\delta} = \frac{\tilde{\Delta}B}{B_0}, \quad (7.1)$$

где  $\tilde{\Delta}B$  – оцененное значение абсолютной погрешности;

$B_0$  – эталонное (действительное) значение величины.

Разновидностью относительных погрешностей являются **приведенные** погрешности  $\gamma$  (гамма), то есть погрешности, приведенные к нормирующему значению (обычно к верхнему значению нормированного диапазона измерений).

Оценку приведенной погрешности определяют через оценку абсолютной погрешности по формуле:

$$\tilde{\gamma} = \frac{\tilde{\Delta}B}{B_n}, \quad (7.2)$$

где  $B_n$  – верхнее значение диапазона измерений или другое нормирующее (фиксированное) значение.

Нормированные значения составляющих погрешности (нормы) могут быть представлены в виде функциональной зависимости абсолютной  $\Delta_{id}$  или относительной  $\delta_{id}$  погрешности от эталонного значения измеряемой величины, например:

$$\Delta_{op} = \pm(a + bB_{изм}); \quad (7.3)$$

$$\delta_{op} = \pm[c + d(\frac{B_n}{B_{изм}} - 1)], \quad (7.4)$$

где: a, b, c и d – числовые константы;

$B_{изм}$  – измеренное значение величины (параметра).

Технические средства, предназначенные для измерений и имеющие **нормированные метрологические характеристики**, называются **средствами измерений**.



Различают следующие виды средств измерений:

1. **Мера** – средство измерений, воспроизводящее одно или несколько фиксированных значений величины. Однозначная мера воспроизводит одно значение величины (гиря). Многозначная мера воспроизводит несколько значений величины (комплект образцов плотности промысловочной жидкости).

2. **Измерительный прибор** – средство измерений, имеющее шкалу или цифровое табло. Прибор может быть показывающим или регистрирующим. Например, показывающий прибор – ареометр; регистрирующий прибор – каротажный фоторегистратор.

3. **Измерительный преобразователь** – средство измерений, выходной сигнал которого недоступен для непосредственного восприятия человеком. Это датчики температуры, давления, уровня.

4. **Измерительная установка** – совокупность средств измерений, сосредоточенных в одном месте и объединенных для выполнения одной задачи. Например, установка СИУ-200 для калибровки датчиков веса на крюке.

5. **Измерительная система** – совокупность средств измерений, разнесенных в пространстве на значительные расстояния и соединенных каналом связи. Комплекс аппаратуры, состоящий из технологических датчиков ГТИ, пульта бурильщика и технологического компьютера, соединенных кабелем, относится к **измерительным системам**.

Средства измерений, предназначенные для обычных технических измерений, называются **рабочими**. Все технологические датчики ГТИ относятся к рабочим средствам измерений.

Средства измерений, предназначенные для метрологических целей, называются **эталонными**. К ним относятся эталоны единиц физических величин, все установки и устройства для калибровки скважинной аппаратуры, а также для поверки калибровочных установок.

Средства измерений могут иметь либо шкалу, либо цифровое табло,

либо градуировочную характеристику, либо семейство градуировочных характеристик при различных влияющих факторах.

**Градуировочной характеристикой (ГХ)** называется функциональная зависимость выходного сигнала  $X$  от измеряемой физической величины  $B$   $x = f(B)$ .

Градуировочная характеристика может быть номинальной (одинаковой для всей совокупности однотипных преобразователей) или индивидуальной (различной для каждого экземпляра однотипной аппаратуры).

Если градуировочная характеристика линейная и проходит через ноль, то указывают коэффициент преобразования. Если такая функция не проходит через ноль, то указывают оба параметра линейной функции преобразования (ФП) в виде формулы или графика. Если характеристика не линейная, то указывают функцию преобразования в виде формулы или графика.

Источником инструментальной погрешности измерений является неидеальность (несовершенство) средств измерений, которая проявляется в следующем:

- **нелинейность** реальной функции преобразования, принимаемой за линейную;
- **нестабильность** функции преобразования (показаний) во времени;
- **наличие люфтов, гистерезиса (вариации показаний)**;
- **реакция** (изменение показаний) **на воздействие влияющих факторов** (температуры, давления, содержания химических элементов, диаметра скважины и пр.).

Другим источником инструментальной погрешности является **неидеальность эталонов единиц физических величин, эталонных средств измерений и системы передачи единиц рабочим средствам измерений.**

Напомним, что погрешности средств измерений являются лишь составной частью общей погрешности измерений.



Все свойства средств измерений, связанные с источниками погрешности, отражаются в документации нормированными метрологическими характеристиками.

**Градуировкой** средства измерений называется процесс построения его индивидуальной или типовой (номинальной) градуировочной характеристики.

Следует отметить, что градуировка не относится к метрологическим операциям. Это обычная операция при изготовлении или ремонте аппаратуры, после которой необходимо выполнить ее калибровку.

**Калибровкой** средства измерений называется процедура его метрологического контроля органами ведомственной метрологической службы и заключается в нахождении оценки погрешности аппаратуры, сравнении ее с нормированным значением и установлением пригодности аппаратуры к эксплуатации.

## **§ 2. Общий принцип (порядок) проведения калибровки**

Калибровка аппаратуры выполняется путем измерения действительных значений параметра, воспроизводимого метрологическим оборудованием с гарантированной точностью, и сравнением полученной оценки характеристики погрешности с нормированным значением (пределом) этой характеристики.

Для обеспечения достоверности измерений все подразделения ГТИ должны иметь специализированную метрологическую лабораторию, имеющую соответствующий сертификат, и отдельного сотрудника (или сотрудников) для проведения метрологической аттестации аппаратуры ГТИ.

Для каждого типа аппаратуры должна быть методика калибровки, в которой описан порядок действий при проведении калибровки,

перечень применяемого оборудования, условия калибровки, методика расчета оценок погрешностей и критерий определения годности аппаратуры.

Требования безопасности регламентируются в эксплуатационной документации на калибруемую аппаратуру и метрологическое оборудование. Их выполнение проверяется при аттестации рабочего места метролога непосредственно на предприятии.

При проведении калибровки должны быть применены эталонные средства измерений и оборудование, указанные в эксплуатационной документации на калибруемую аппаратуру и имеющие свидетельство о метрологической аттестации или сертификат о поверке (или о калибровке).

В общем случае калибровка аппаратуры включает следующие основные операции:

- внешний осмотр, опробование и подготовку аппаратуры к измерениям;
- выполнение измерений параметров, воспроизводимых эталонными средствами калибровки;
- обработку результатов измерений и нахождение оценок метрологических характеристик;
- определение годности (негодности) аппаратуры к применению путем сравнения полученной оценки метрологической характеристики с ее нормированным пределом (или его частью);
- оформление протокола и свидетельства (сертификата) о калибровке или извещения о непригодности аппаратуры к применению.

При проведении калибровки должны быть соблюдены условия, указанные в эксплуатационной документации на аппаратуру конкретного типа, включая следующие:

- температура окружающей среды ( $20 \pm 5$ ) °С;
- относительная влажность ( $65 \pm 15$ ) %;



- атмосферное давление ( $100 \pm 6$ ) кПа;
- напряжение и частота тока питания ( $220 \pm 5$ ) В, ( $50.0 \pm 0.5$ ) Гц.

Должны отсутствовать вибрации, тряска, удары, электрические и магнитные поля, являющиеся источником погрешности выполняемых измерений.

Перед проведением калибровки рекомендуется выполнить следующие подготовительные операции:

- ознакомиться с техническим описанием и руководством по эксплуатации калибруемой аппаратуры;
- подключить аппаратуру в соответствии с требованиями эксплуатационной документации;
- выполнить мероприятия по обеспечению условий безопасности;
- подготовить к работе метрологическое оборудование;
- выдержать во включенном состоянии измерительную аппаратуру не менее 15–30 минут.

Аппаратура с индивидуальной статической функцией преобразования поступает на калибровку с рабочей градуировочной характеристикой.

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие ее комплектности требованиям технического описания, отсутствие механических повреждений аппаратуры, влияющих на ее работоспособность и метрологические характеристики. Аппаратура, забракованная при внешнем осмотре, дальнейшей калибровке не подлежит.

При опробовании аппаратуры следует проверить ее работоспособность в соответствии с требованиями технической документации на нее и убедиться в выполнении требований к неинформативным параметрам входных и выходных сигналов.

Если в документации на калибруемую аппаратуру нормированы характеристики систематической и случайной составляющих основной

погрешности, то всегда выполняют многократные измерения (чаще всего 6 или 11 измерений для удобства вычислений).

Если выполнено однократное измерение параметра в каждой точке контроля, оценку основной абсолютной погрешности  $\tilde{\Delta}X_i$  определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}X_i = X_i - X_{i\sigma}, \quad (7.5)$$

где  $i$  – порядковый номер точки контроля погрешности аппаратуры по диапазону измерений.

Если выполнены многократные ( $j =$  от 1 до  $n$ ) измерения, расчет производится по формуле:

$$\tilde{\Delta}X_i = |X_{ij} - X_{i\sigma}|_{\max}, \quad (7.6)$$

где:  $X_{ij}$  – результат  $j$ -го измерения в  $i$ -й точке контроля;

$X_{i\sigma}$  – эталонное значение параметра, воспроизводимого калибровочным устройством;

$n$  – число выполненных измерений в контрольной точке.

Установление пригодности аппаратуры к применению по результатам калибровки осуществляется путем сравнения оценок характеристик погрешности с нормированными значениями этих характеристик.

Аппаратура считается пригодной к эксплуатации, если в каждой точке контроля характеристики выполняются неравенства:

$$\tilde{\Delta}_o \leq \gamma \cdot \Delta_{op}; \quad (7.7)$$

где:  $\gamma$  – коэффициент, равный отношению контрольного допуска к пределу допускаемой основной погрешности аппаратуры;

$\Delta_{op}$  – предел допускаемой основной абсолютной погрешности.

Результаты калибровки оформляют протоколом произвольной формы. При положительных результатах калибровки производят запись в паспорте калибруемой аппаратуры о ее годности к эксплуата-



ции с указанием действительных значений характеристик погрешности, даты калибровки, фамилии и инициалов калибровщика, запись заверяется подписью калибровщика, а также оформляется сертификат о калибровке. График функции влияния температур на погрешность прикладывается к паспорту или сертификату.

При отрицательных результатах калибровки аппарата не допускается к эксплуатации и изымается из обращения для выполнения ремонтных работ. При этом в паспорте аппаратуры производится запись о ее непригодности.

Поскольку технологические датчики в основном являются **преобразователями** (кроме датчиков плотности радиоактивных, ультразвуковых расходомеров), то в процессе калибровки в качестве информативного параметра принимается выходной сигнал с датчика – напряжение.

### § 3. Пример проведения калибровки

Приведем для примера описание процесса калибровки датчика давления ПЖ на входе, выпускаемого ОАО НПФ «Геофизика».

При проведении калибровки должны выполняться следующие операции:

- внешний осмотр;
- опробование;
- определение основной абсолютной погрешности измерений;
- определение годности датчика.

Средства, применяемые для калибровки датчика давления, приведены в таблице 7.2.

Допускается применение других средств калибровки, если они по метрологическим характеристикам соответствуют указанным в таблице 7.2.

Таблица 7.2

**Средства калибровки датчика давления**

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Погрешность
Цифровой калибратор давления DPI 615 (грунтопоршневой манометр МП-600)	Давление	Кгс/см <sup>2</sup>	От 0 до 700 От 0 до 600	± 0,025%
Блок питания Б5-71/1	Напряжение	В	0–30	0,1%
Вольтметр Б7-65/5	Напряжение	В	0,01 мВ–1000 В	0,02%
Термометр ТМЦ 9210М1-00	Температура	°С	От минус 50 до 200	± 0,1%

Допускается применение средств измерения давления, если они обеспечивают диапазон измерения давления от 0 до 250 кгс/см<sup>2</sup> с погрешностью не более 0,3%:

Применяемые средства измерений должны иметь свидетельства о метрологической калибровке (сертификат о калибровке) или поверительное клеймо. При проведении калибровки установки необходимо соблюдать предосторожности в соответствии с правилами техники безопасности, указанными в документации на калибровочное оборудование и калибруемое изделие.

**Условия калибровки и подготовка к ней**

При проведении калибровки установки должны быть соблюдены нормальные условия по ГОСТ 24313–80:

- температура окружающего воздуха (20±10) °С;
- атмосферное давление (750±10) мм. рт. ст.;
- относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, %, (65 ±15)%.



Перед проведением калибровки производятся подготовительные работы:

- подготавливаются средства измерений, применяемые при проведении калибровки, в соответствии с технической документацией на эти средства измерений;
- обеспечивается отсутствие внешних электрических, магнитных (кроме магнитного поля Земли) полей;
- обеспечивается «выдержка» применяемого калибровочного оборудования после включения питания в соответствии с требованиями документации на данное оборудование;
- проводится внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено:

- Наличие и четкость маркировки на корпусе датчика, ее соответствие данным, указанным в документации.
- Отсутствие вмятин, трещин, загрязнений и нарушений целостности корпуса датчика и электрического разъема.

### **Проведение проверки работоспособности датчика**

При проведении опробования необходимо:

- установить датчик в соответствующее гнездо калибратора давления;
- подключить к датчику технологический кабель;
- подключить к соответствующим контактам свободного разъема технологического кабеля блок питания и образцовый вольтметр в соответствии со схемой (рисунок 7.1);
- включить блок питания и вольтметр;
- зафиксировать показания вольтметра;
- создать калибратором давление в пределах 30–50% от верхнего предела измерения датчика. Зафиксировать показания вольтметра. Если показания вольтметра не изменились, процесс калибровки пре-

кращается, датчик не работоспособен.

**Примечание.** Подтекание масла (гидравлической жидкости) в месте подсоединения датчика к калибратору не допускается;

- сбросить давление в калибраторе до нуля.

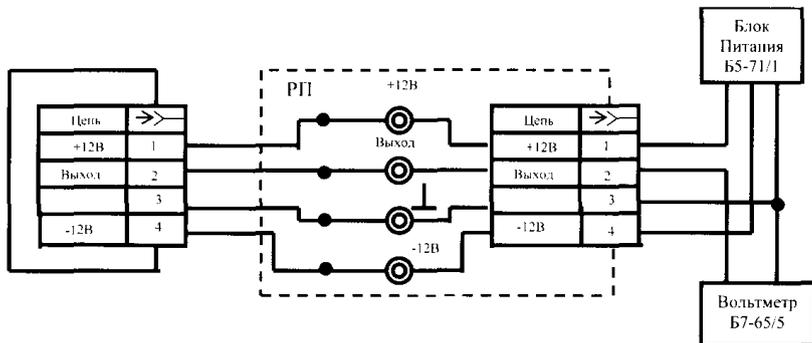


Рис. 7.1

Для определения основной абсолютной погрешности измерений калибратором воспроизводится давление 0, 10; 100; 200; 250 атм. Одновременно фиксируются показания вольтметра.

Для каждой точки контроля рассчитываются измеренные датчиком значения давления следующим образом:

- в случае использования номинальной функции преобразования (ФП) по формуле:

$$X_{j\text{изм}} = K_n \times U_{\text{изм } j}, \quad (7.8)$$

где:  $K_n$  – номинальное значение коэффициента преобразования (определяется путем деления диапазона измерения давления (0–250) атм. на диапазон изменения выходного сигнала (0–5) В или (0,5–5) В;

$U_{\text{изм } j}$  – показания вольтметра в соответствующих точках контроля;

- в случае использования индивидуальной градуировочной характеристики (ГХ) по формуле:

$$X_{j\text{изм}} = K_{in} \times U_{\text{изм } j} + A_n, \quad (7.9)$$



где:  $K_{in}$  и  $A_n$  – параметры прямой, аппроксимирующей нелинейный участок ФП между двумя ближайшими точками градуировки, включающий в себя  $n$ -ю точку контроля;

$U_{изм\ ji}$  – показания вольтметра в соответствующих точках контроля.

Оценка основной абсолютной погрешности датчика в каждой точке контроля определяется по формуле:

$$\tilde{\Delta}oi = \left| \tilde{\Delta}oji \right| \max = \left| Xji - Xi(эм) \right| \max, \quad (7.10)$$

где:  $X_{ji}$  – измеренное калибруемым датчиком значение давления в  $i$ -й точке (в атм.);

$X_{i(эм)}$  – давление, воспроизводимое калибровочным оборудованием в  $i$ -й точке (показания образцового манометра).

Затем определяется годность датчика. Датчик признается годным к применению, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$\left| \tilde{\Delta}oi \right| \leq \left| \Delta op \right|, \quad (7.11)$$

где  $\Delta op$  – нормированный предел основной абсолютной погрешности датчика в соответствующей точке контроля.

### Оформление результатов калибровки

Результаты калибровки (измерений, обработки расчетов) заносятся в протокол калибровки, составленный в произвольной форме, где указываются следующие сведения:

- наименование, тип, назначение и номер калибруемого датчика;
- наименование организации, представившей датчик на калибровку;
- наименование, тип, заводские номера образцовых средств измерений, применяемых в процессе калибровки;
- температура и влажность воздуха во время калибровки;
- результаты измерений и данные обработки этих результатов;

- наименование организации, где проводилась калибровка, и фамилия калибровщика.

При положительных результатах калибровки оформляется свидетельство о калибровке. В случае отрицательных результатов калибровки оформляется извещение о непригодности.

## § 4. Особенности калибровки технологических датчиков

### Особенности калибровки датчика температуры промывочной жидкости

Калибровка датчика температуры промывочной жидкости проводится аналогично описанному в параграфе 3 главы 7, за исключением особенностей, приведенных в таблице 7.3.

Таблица 7.3

#### Средства калибровки датчика температуры

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Погрешность
Термостат жидкостной ТЖ-ТС-01/12-100	Температура	°С	От 10 до 100	± 0,1 °С
Блок питания Б5-71/1	Напряжение	В	0–30	0,1%
Вольтметр Б7-65/5	Напряжение	В	0,01 мВ–1000 В	0,02%
Термометр ТМЦ 9210М1-00	Температура	°С	От минус 50 до 200	± 0,1%

#### Порядок калибровки:

- датчик устанавливается в термостат (глубина погружения измерительного конца датчика «прямолинейного» – не менее 60 мм, «Г-образного» – 80 мм);



- в рабочей камере термостата устанавливается температура жидкости в диапазоне от 15 до 25 °С. После выхода на заданную температуру температура в термостате не должна изменяться в течение двух минут более чем на 0,2 °С;
- показания вольтметра фиксируются.

В случае использования номинальной ФП или индивидуальной ФП, построенной по двум точкам, операция повторяется для температур  $(50 \pm 5)$  °С и  $(80 \pm 5)$  °С. В случае использования индивидуальной ФП, построенной по трем и более точкам, операция повторяется для температур  $(40 \pm 5)$  °С,  $(60 \pm 5)$  °С и  $(80 \pm 5)$  °С.

Далее рассчитываются измеренные датчиком значения температуры в каждой точке контроля аналогично расчетам в параграфе 3 главы 7.

### Особенности калибровки датчика веса (нагрузки) на крюке

Порядок калибровки датчика нагрузки на крюке аналогичен описанному в параграфе 3 главы 7, за исключением особенностей, приведенных в таблице 7.4.

Таблица 7.4

#### Средства калибровки датчика нагрузки на крюке

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Погрешность
Установка для калибровки датчиков натяжения талевого каната УКДНКТ-1	Усилие натяжения талевого каната	т	0–10 0–20	$\pm 1,0\%$ $\pm 1,0\%$
Блок питания Б5-71/1	Напряжение	В	0–30	0,1%
Вольтметр Б7-65/5	Напряжение	В	0,01 мВ– 1000 В	0,02%
Образцы талевого каната			Ø 28 мм, Ø 32 мм	

*Порядок калибровки:*

Датчик устанавливается на талевый канат согласно инструкции. (Затягивание скобы производится, по возможности, до упора скобы со стороны каната в корпус датчика.) При установке датчика на образец талевого каната необходимо выбирать «недеформированный» участок каната. Калибровка датчика для диапазона от 0 до 20 т производится при установленной на датчик шайбе.

Фиксируются показания вольтметра при натяжении каната, равном нулю.

Нагружение каната проводится с усилием (95–105)% от номинального, затем снижается до нуля. Показания вольтметра фиксируются. Вышеизложенная операция повторяется не менее трех раз.

Затем производится «подтягивание» скобы, по возможности, до упора скобы со стороны каната в корпус датчика.

Для определения основной абсолютной погрешности измерений усилие натяжения каната устанавливается 0, 1; 4; 7; 10 т; снимаются показания вольтметра. Операция повторяется при прямом и обратном ходе не менее трех раз. Измеренные датчиком значения усилия натяжения каната в каждой точке контроля рассчитываются аналогично описанному в параграфе 3 главы 8.

При расчете измеренных усилий необходимо учитывать, что сам датчик рассчитан на измерение усилия натяжения ТК в диапазоне от 0 до 10 т (при установке шайбы – 0–20 т).

Рассчитать измеренные датчиком значения в каждой точке контроля, определить оценку основной абсолютной погрешности датчика в каждой точке контроля и определяется годность датчика согласно параграфу 3 главы 7.

Учитывая наличие существенной зависимости результатов измерений от состояния прижима датчика к канату и состояния каната, при проведении калибровки необходимо предварительно (не менее



трех раз) провести нагружение каната с установленным на нем датчиком с усилием 100 % от номинального с последующим «подтягиванием» элементов крепления датчика на канате.

При проведении калибровки необходимо оценить погрешности датчика как без шайбы, так и с шайбой, или должно быть известно, в каком диапазоне будет работать датчик.

### Особенности калибровки датчика момента на роторе

Калибровка датчика момента на роторе проводится аналогично описанному в параграфе 3 главы 7, за исключением особенностей, приведенных в таблице 7.5.

Таблица 7.5

#### Средства калибровки датчика момента на роторе

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Погрешность
Установка для калибровки датчиков натяжения талевого каната УКДНКТ-1	Усилие натяжения троса	т	0–10 0–20	$\pm 1,0\%$ $\pm 1,0\%$
Блок питания Б5-71/1	Напряжение	В	0–30	0,1%
Вольтметр Б7-65/5	Напряжение	В	0,01 мВ – 1000 В	0,02%
Образец троса			Ø 11 мм	

#### Примечание:

Использование установки для калибровки датчиков натяжения талевого каната объясняется тем, что датчик рассчитан не на прямое измерение крутящего момента ротора, а на измерение усилия натяжения троса с последующим пересчетом в значение крутящего момента при условии, что трос крепится на расстоянии один метр от оси ротора под углом 90 градусов.

#### Порядок калибровки:

Датчик устанавливается на трос согласно инструкции (затягивание

скобы производится, по возможности, до упора скобы со стороны каната в корпус датчика).

Фиксируются показания вольтметра при натяжении каната, равном нулю, и с усилием 30 кН – (95–105)% от номинального. Вышеизложенная операция повторяется не менее трех раз.

Если показания вольтметра не изменились, калибровка прекращается, т. к. в этом случае датчик признается неработоспособным.

Для определения основной абсолютной погрешности измерений установить усилие натяжения троса: 0,5; 15; 25; 30 кН при прямом и обратном ходе. Зафиксировать показания вольтметра. Повторить операции не менее трех раз.

Рассчитать измеренные датчиком значения момента в каждой точке контроля, определить оценку основной абсолютной погрешности датчика в каждой точке контроля и определить годность датчика согласно параграфу 3 главы 7.

### Особенности калибровки датчика момента на ключе

Калибровка датчика момента на ключе проводится аналогично описанному в параграфе 3 главы 7, за исключением особенностей, приведенных в таблице 7.6.

Таблица 7.6

Средства калибровки датчика момента на ключе

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Погрешность
Установка для калибровки датчиков натяжения талевого каната УКДНКТ-1	Усилие натяжения троса	т	0–10 0–20	± 1,0% ± 1,0%
Блок питания Б5-71/1	Напряжение	В	0–30	0,1%
Вольтметр Б7-65/5	Напряжение	В	0,01 мВ – 1000 В	0,02%
Образец троса			Ø 11 мм	



**Примечание:**

Использование установки УКДНКТ-1 объясняется тем, что датчик рассчитан не на прямое измерение крутящего момента ротора, а на измерение усилия натяжения троса с последующим пересчетом в значение крутящего момента из условия, что трос крепится на расстоянии один метр от оси ротора под углом 90 градусов.

*Порядок калибровки:*

Датчик устанавливается на трос согласно инструкции. Затягивание скобы производится, по возможности, до упора скобы со стороны троса в корпус датчика. При установке датчика на образец троса необходимо выбирать «недеформированный» участок троса.

Для определения работоспособности датчика зафиксировать показания вольтметра при натяжении троса, равном нулю, и с усилием 50 кН, (95–105)% от номинального. Если показания вольтметра не изменились, процесс калибровки прекращается.

Для определения основной абсолютной погрешности измерений установить усилие натяжения троса – 0,5; 20; 40; 50 кН при прямом и обратном ходе. Зафиксировать показания вольтметра. Повторить операции не менее трех раз.

Рассчитать измеренные датчиком значения момента в каждой точке контроля, определить оценку основной абсолютной погрешности датчика в каждой точке контроля и определить годность датчика согласно параграфу 3 главы 8.

**Особенности калибровки датчика плотности промывочной жидкости**

Калибровка датчика плотности промывочной жидкости производится аналогично описанному в параграфе 3 главы 7, за исключением особенностей, приведенных в таблице 7.7.

Таблица 7.7

**Средства калибровки датчика плотности промывочной жидкости**

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Погрешность
Комплект образцов плотности ПЖ	Плотность жидкости	г/см <sup>3</sup>	От 0,8 до 1,4	± 0,1 г/см <sup>3</sup>
Ареометр АБР-1М	Плотность жидкости	г/см <sup>3</sup>	От 0,8 до 1,7	± 0,1 г/см <sup>3</sup>
Блок питания Б5-71/1	Напряжение	В	0–30	0,1%
Вольтметр Б7-65/5	Напряжение	В	0,01 мВ–1000 В	0,02%

*Порядок калибровки:*

Датчик устанавливается на горизонтальную поверхность, обеспечив возможность подвешивания к датчику гири. Негоризонтальность поверхности не более трех градусов.

Под датчиком устанавливается емкость или емкости с жидкостью различной плотности: 0,8 г/см<sup>3</sup>, 1,0 г/см<sup>3</sup> (вода), 1,1 г/см<sup>3</sup> (раствор хлористого натрия в воде), 1,2 г/см<sup>3</sup> и 1,4 г/см<sup>3</sup> (промывочная жидкость).

Для проверки работоспособности датчика гири плавно опускается в емкость с жидкостью; она должна быть полностью погружена в жидкость и не касаться стенок и дна емкости; далее необходимо плавно покачать капроновый шнур и зафиксировать показания вольтметра. Если показания вольтметра не изменились – датчик неработоспособен, калибровка прекращается. По окончании одного измерения и перед началом следующего необходимо вынуть гирю из емкости, промыть водой и высушить (вытереть).

Рассчитать измеренные датчиком значения плотности в каждой точке контроля, определить оценку основной абсолютной погрешности датчика в каждой точке контроля и определить годность датчика согласно параграфу 3 главы 7.



## § 5. Калибровка хроматографа «Рубин»

Калибровка хроматографа основана на прямых измерениях массовой концентрации углеводородных газов, воспроизводимой стандартными образцами состава газовой смеси. Калибровка осуществляется с помощью программного обеспечения.

При проведении калибровки должны быть использованы стандартные образцы состава газовой смеси, воспроизводящие массовое содержание углеводородов и аттестованные метрологической службой в соответствии с требованиями нормативных документов Российской системы калибровки.

*Порядок калибровки:*

При проведении калибровки должны применяться основные и вспомогательные средства калибровки, приведенные в таблицах 7.8 и 7.9.

Таблица 7.8

**Основные средства калибровки**

Наименование средства калибровки	Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон измерения	Относительная погрешность измерения содержания компонентов в газовой смеси не более:
Калибровочные (поверочные) газовые смеси углеводородов (КГС), стандартные образцы состава газовой смеси углеводородов	Объемная доля (проценты) метана, этана, пропана, бутана, пентана	%	В диапазоне содержания УВГ от 0,1 до 100%	метан (C1) – 5% этан (C2) – 5% пропан (C3) – 5% бутан (C4) – 5% пентан (C5) – 10%
			В диапазоне содержания УВГ от 10–5% до 0,1%	метан (C1) – 20% этан (C2) – 20% пропан (C3) – 20% бутан (C4) – 20% пентан (C5) – 30%

Примечание:

Для пентана – в диапазоне содержания от 0,1 до 1%.

Давление в баллонах с КГС должно быть не менее минимального, указанного в сертификатах на КГС. Допускается применять КГС, содержащие один, два или несколько УВГ.

Таблица 7.9

**Вспомогательные средства калибровки**

Наименование и тип средства калибровки	Обозначение нормативного документа	Технические характеристики
Мегаомметр М4101/1	ТУ 24-04-2130-78	Кл. точн. 1.0, напряжение 1000 В
Термометр лабораторный ТЛ-4, № 2	ГОСТ 27544-87	Цена деления 0,1 °С, диапазон от 0 до 55 °С
Психрометр ПБ-1БМ	ГОСТ 6353-52	Диапазон от 80 до 110 кПа
Барометр-анероид БАММ-1	ТУ25-04-1618-72	
Шприц Ш-712	ТУ 64-1-295-72	Объем 150 мл
Цифровой вольтметр типа Ц 1513		Погрешность (0,5+0,1Uк/Uх)%

Перед проведением калибровки должны быть выполнены стандартные подготовительные работы, т. е. должны быть проверены соединения всех составных частей (подключения блоков, входящих в комплект) хроматографа, герметичность газовых линий хроматографа, соответствия цвета индикаторов влажности воздуха и водорода на модуле газовых осушителей и генераторе водорода, надежность шины заземления. Баллоны с калибровочными ГС должны быть выдержаны при температуре  $(20 \pm 10)$  °С не менее двух часов.

Перед проведением калибровки проводится внешний осмотр согласно параграфу 2 данной главы.

Проверка работоспособности хроматографа проводится в полной сборке системы газоаналитических исследований согласно рисунку 4.1.

Для проверки сопротивления электрической изоляции силовых цепей хроматографа замыкают перемычкой контакты сетевой вилки, на которые подают напряжение, и включают тумблер «СЕТЬ». Измеряют сопро-



тивление мегаомметром между контактом «L» вилки и перемычкой. Сопротивление электрической изоляции должно быть не менее 20 МОм.

Далее необходимо:

- включить компрессор воздуха и убедиться, что воздух подается в блок БАГ хроматографа;
- проконтролировать по манометрам давление воздуха на выходе из компрессора и давление воздуха в блоке БАГ. Показания должны находиться в пределах (0,4–0,8) МПа для компрессора и  $(0,3 \pm 0,01)$  МПа для блока БАГ. В случае отклонения давления от указанных значений необходимо произвести соответствующую регулировку в соответствии с руководством по эксплуатации хроматографа;
- включить генератор водорода и убедиться, что водород подается в блок БАГ хроматографа. Убедиться в «готовности» генератора водорода – должен гореть индикатор «готов» желтого цвета на передней панели генератора водорода, а при наличии индикатора давления водорода на панели блока БАГ хроматографа – по индикатору давления. Показания индикатора давления должны быть в пределах (0,10–0,11) МПа;
- проверить по ротаметрам, установленным на блоке БАГ, поступление в хроматограф газа-носителя, воздуха-поддува и водорода. В случае непоступления указанных газов необходимо произвести соответствующую регулировку согласно руководству по эксплуатации;
- включить тумблер «СЕТЬ» на блоке электропитания (БЭП) хроматографа;
- включить компьютер, запустить программу «Chrom»;
- проверить временные параметры цикла: время начала нагрева, время окончания нагрева, интенсивность нагрева, длительность цикла. В случае отклонения временных параметров цикла от указанных в паспорте значений необходимо произвести соответствующую корректировку (регулировку) в соответствии с руководством по эксплуатации;
- произвести поджиг водорода в детекторе хроматографа;

- запустить непрерывный режим измерений хроматографа. Обеспечить работу хроматографа в непрерывном режиме в течение 30 мин. (для выхода на рабочий режим);
  - установить переключатель подачи ГВС (на лицевой панели блока БАГ) в положение «Калибровка»;
  - произвести продувку газовой линии воздухом через вход «Калибровка» (на лицевой панели блока БАГ). Подача воздуха может осуществляться непрерывно (от баллона с воздухом, компрессора), расход от 30 до 100 мл/мин. или порциями – шприцем, по 100–120 мл 2–3 раза за цикл. Подачу воздуха (продувку) осуществлять в течение 5–7 циклов измерений;
    - активировать «вкладку» – «Хроматограмма»;
    - установить масштаб отражения хроматограммы (цена деления по оси U (напряжение) на уровне (0,001–0,0005) мВ, добиться расположения нулевой линии в видимой области диаграммы;
    - в непрерывном режиме измерений хроматографа обеспечить работу хроматографа без подачи на вход «Калибровка» КГС (или воздуха) в течение трех циклов;
    - распечатать хроматограмму за последний (третий) цикл;
    - уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала детектора определяется как максимальное значение амплитуды повторяющихся колебаний нулевого сигнала с длительностью импульса, не превышающей 1 сек., на участке хроматограммы длительностью 10 сек. При этом колебания, имеющие характер одиночных импульсов с длительностью импульса более 1 сек., не учитываются (уровень флуктуационных шумов должен быть не более 1 мкВ);
    - повторить операции для масштаба отражения хроматограммы (цена деления по оси U (напряжение) на уровне (0,005–0,001)) мВ;
    - распечатать хроматограмму за последний (третий) цикл; за дрейф нулевого сигнала принимается наибольшее смещение нулевого сигнала



за один цикл измерений (дрейф нулевого сигнала должен быть не более 6 мкВ/цикл).

Оценку погрешности хроматографа производят в точках, соответствующих содержаниям УВГ, указанным в таблице 7.10.

Таблица 7.10

Таблица для калибровки хроматографа

Диапазон измерения	Интервал содержаний УВГ в КГС, % абс. объемные				
	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> и выше
10 <sup>-5</sup> ÷ 10 <sup>-4</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-5</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-5</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-5</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-5</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-5</sup>
10 <sup>-4</sup> ÷ 10 <sup>-3</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-4</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-4</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-4</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-4</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-4</sup>
10 <sup>-3</sup> ÷ 10 <sup>-2</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-3</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-3</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-3</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-3</sup>	(3 ÷ 7)10 <sup>-3</sup>
10 <sup>-2</sup> ÷ 10 <sup>-1</sup>	0,03 ÷ 0,07	0,03 ÷ 0,07	0,03 ÷ 0,07	0,03 ÷ 0,07	0,03 ÷ 0,07
10 <sup>-1</sup> ÷ 1	0,3 ÷ 0,7	0,3 ÷ 0,7	0,3 ÷ 0,7	0,3 ÷ 0,7	0,3 ÷ 0,7
1 ÷ 10	3 ÷ 7	3 ÷ 7	3 ÷ 7	3 ÷ 7	2,5 ÷ 3,5
10 ÷ 50	20 ÷ 40	20 ÷ 40	20 ÷ 40	20 ÷ 40	----
50 ÷ 100	60 ÷ 90	60 ÷ 90	60 ÷ 90	60 ÷ 90	----

- в непрерывном режиме измерений хроматографа активировать «вкладку» – «Хроматограмма»;

- на вход «Калибровка» подать КГС, содержащую все УВГ (по которым проводится калибровка), и проверить соответствие расположения пиков на хроматограмме установленным временным интервалам выхода соответствующих газов (УВГ). При необходимости скорректировать времена выхода газов в соответствии с указаниями технического описания программы «Chrom»;

- произвести продувку газозоудушной линии воздухом через вход «Калибровка» (на лицевой панели блока БАГ), продувку осуществлять до тех пор, пока уровень пиков на хроматограмме не будет меньше 0,01 мВ.

**Примечание.** Если планируется подача КГС, содержащей не все пять компонентов ГС, а один или несколько (калибровка произво-

дится по одному или нескольким компонентам ГС), то достаточно достичь вышеуказанного уровня пиков на хроматограмме только для соответствующего компонента ГС;

- на вход «Калибровка» подать калибровочную газовую смесь (КГС) объемом не менее 10 мл, КГС в диапазоне (80–120) мл/мин. Окончание подачи КГС за 2–3 сек. до начала цикла измерения. Концентрации в подаваемой КГС должны соответствовать концентрациям, указанным в таблице 7.10 для диапазона измерений ( $10^{-5}$ – $10^{-4}$ ) %.

Вышеуказанные операции повторяются еще два раза.

Результаты берутся из таблицы данных программы и заносятся в протокол калибровки.

Для остальных диапазонов измерений, предусмотренных таблицей, действия повторяются аналогично вышеуказанному.

#### Примечания:

1. Для диапазонов измерений выше 1% подачу воздуха (продувку) осуществлять до тех пор, пока уровень пиков на хроматограмме не будет меньше 1 мВ.

2. Допускается проведение калибровки для неполного диапазона измерений.

Оценка основной абсолютной погрешности хроматографа в каждой точке контроля для каждого УВГ определяется по формуле 7.12 и заносится в протокол калибровки:

$$\Delta_o = X_{изм} - X_s, \quad (7.12)$$

где:  $X_{изм}$  – измеренное значение концентрации УВГ;

$X_s$  – значение концентрации УВГ в паспорте на КГС.

Хроматограф признается годным к применению, если в каждой точке контроля для каждого УВГ выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_o|_{max} \leq |\Delta_{op}|, \quad (7.13)$$

где:  $|\tilde{\Delta}_o|_{max}$  – максимальная оценка погрешности в каждой точке контроля, для каждого УВГ;



$|\Delta_{ор}|$  – нормированный предел основной абсолютной погрешности хроматографа.

Положительные результаты первичной калибровки оформляют записью в паспорте хроматографа, удостоверенной подписью калибровщика.

Хроматограф, не выдержавший калибровку, в обращение и к применению не допускается с оформлением извещения о непригодности.

В РД на ГТИ установлена следующая норма на предел погрешности покомпонентного газоанализатора – «Погрешность – не хуже  $\pm 5\%$  относительных». Это означает, что «Пределы допускаемой основной относительной погрешности газоанализатора не более  $\pm 5\%$ ».

Учитывая нелинейный характер градуировочной характеристики, целесообразно проводить калибровку хроматографа в следующих «точках» по содержанию УВГ:

- для метана (С1): 0,00001; 0,001 (0,01); 0,1 (1); 50 (80, 100);
- для этана (С2): 0,00001; 0,001 (0,01); 0,1 (1); 50 (80, 100);
- для пропана (С3): 0,00001; 0,001 (0,01); 0,1 (1); 50 (80, 100);
- для бутана (С4): 0,00001; 0,001; 0,1; 50 (80, 100).

## Список принятых сокращений

- АВПД – аномально-высокое пластовое давление  
АВПоД – аномально-высокое поровое давление  
АНПД – аномально- низкое пластовое давление  
БАГ – блок анализа газа  
БОГ – блок газовых осушителей  
ВНК – водонефтяной контакт  
ГВЛ – газовоздушная линия  
ГВС – газовоздушная смесь  
ГИВ – гидравлический индикатор веса  
ГИРС – геофизические исследования и работы в скважинах  
ГНК – газонефтяной контакт  
ГТИ – геолого-технологические исследования  
ГТН – геолого-технологический наряд  
ДМК – детально-механический каротаж  
ДНД – дегазатор непрерывного действия  
ИПТ – испытания пластов  
КГС – калибровочная газовая смесь  
КИП – контрольно-интерпретационная партия  
КП – кольцевое пространство скважины  
ЛБА – люминесцентно-битуминологический анализ  
ПЖ – промывочная жидкость  
ПЗР – подготовительно-заключительные работы  
ПИД – пламенно-ионизационный детектор  
ПК – персональный компьютер  
ПО – программное обеспечение  
РД – руководящий документ

- РТК – режимно-технологические карты
- СПО – спуско-подъемные операции
- ТВД – термо-вакуумная дегазация
- УБР – управление буровых работ
- УВГ – углеводородный газ
- УСО – устройство сбора и обработки информации
- ЦСГО – емкость под виброситом

## Список условных обозначений

$D$	– диаметр долота
$D_i$	– диаметр $i$ -й секции скважины
$d_n$	– $d$ -экспонента по линии нормального уплотнения
$d_{mi}$	– внутренний диаметр $i$ -й секции бурильной колонны
$d_z$	– минимальный диаметр проходного сечения замковых соединений
$d_{ni}$	– внутренний диаметр $i$ -ой секции кольцевого пространства скважины
$f$	– суммарная площадь сечения насадок
$H$	– глубина скважины
$h$	– мощность коллектора
$l$	– отсчет по шкале
$L$	– длина бурильной колонны
$l_i$	– длина $i$ -й секции колонны труб или кольцевого пространства
$l_m$	– средний размер частиц шлама
$m$	– число секций
$m_0$	– масса контейнера в воздухе
$m_H$	– масса насыщенного образца
$m_C$	– масса сухого образца
$n$	– число труб
$q$	– максимальный дебит поглощения
$Q$	– расход бурового раствора
$Q_0$	– расход на входе
$R$	– радиус скважины
$t_B$	– текущее время механического бурения с начала долбления
$t_{cm}$	– время спуско-подъемной операции для данного долота
$V$	– объем образца
$V_r$	– объем выделившегося из пробы газа
$V_{ж}$	– объем пробы ПЖ
$v_{cno}$	– скорость спуска/подъема бурильной колонны

- $\gamma$  – плотность промывочной жидкости
- $\gamma_v$  – плотность воды
- $\gamma_r$  – плотность газированной промывочной жидкости
- $\gamma_{ш}$  – плотность шлама
- $\gamma_{эжв}$  – эквивалентная плотность промывочной жидкости
- $\Delta V$  – изменение объема за промежуток времени  $\Delta t$
- $\eta$  – пластическая вязкость промывочной жидкости
- $\Theta$  – статическое напряжение сдвига бурового раствора
- $\lambda_{КП}$  – коэффициент гидравлических сопротивлений
- $\mu$  – вязкость промывочной жидкости
- $\mu$  – коэффициент расхода насадок
- $\rho_{пж}$  – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости
- $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига (ДНС)
- $v_0$  – начальная скорость движения колонны труб
- $v_r$  – достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины
- $v_{КП}$  – скорость движения бурового раствора в кольцевом пространстве
- $v_{сш}$  – скорость оседания (седиментации) частиц шлама в промывочной жидкости под действием силы тяжести
- $a$  – степень насыщения раствора газом
- $a, b$  – коэффициенты линейной регрессии
- $K$  – радиус зоны нарушения пластового давления
- $\kappa_{пр}$  – коэффициент проницаемости
- $\kappa_p$  – коэффициент, зависящий от формы частиц
- $M$  – масса сухого пикнометра
- $M_v$  – масса пикнометра с водой
- $M_{ш.1}$  – масса пикнометра со шламом
- $M_{ш.в}$  – масса пикнометра со шламом и водой
- $P_0$  – атмосферное давление
- $P_r$  – горное давление

- $P_{IC}$  – гидростатическое давление
- $P_{заб}$  – давление промывочной жидкости на забой
- $P_{пл}$  – пластовое давление
- $P_{пл.н}$  – нормальное пластовое давление
- $c$  – скорость распространения ударной волны по заглубному пространству
- $C_B$  – стоимость часа работы буровой установки
- $C_D$  – стоимость долота

### Список используемой литературы

1. Чекалин Л.М. Геолого-технологические исследования скважин. [Текст]/Чекалин Л.М., Моисеенко А.С., Шакиров А.Ф. – М.: Недра, 1993. – 241 с.
2. Померанц Л.И. Газовый каротаж. [Текст]/Померанц Л.И. – М.: Недра, 1982. – 240 с.
3. Померанц Л.И. Автоматические газокаротажные станции. [Текст]/Померанц Л.И., Эпштейн Г.И., Левшунов П.А. – М.: Недра, 1969. – 216 с.
4. Лаптев В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. РД 39-0147716-102-87. [Текст]/Лаптев В.В., Славнитский Б.Н., Муравьев П.П., Нестерова Т.Н., Адлер М.Г., Сидорович С.Н., Шматченко С.Н. – Уфа, 1987. – 275 с.
5. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153–39.0-069-01. [Текст]/Лукиянов Э.Е., Акимов Н.В., Антропов В.Ф., Кожевников С.В., Муравьев П.П., Нестерова Т.Н., Сидоренко Е.С. – Тверь, 2001. – 91 с.
6. Методические рекомендации по проведению оперативных геологических исследований разрезов нефтяных и газовых скважин. РД 751-08-01-05. [Текст]/Беляков Н.В., Муравьев П.П., Чебанов С.Н., Фридман М.Я., Наймушин В.Н., Донец А.А. – Тверь, 2006. – 213 с.
7. Методика и техника геофизических и геолого-технологических исследований скважин. Сборник статей. [Текст].–Тверь, 1984. – 93 с.
8. Нестерова Т.Н. Разработка комплекса методов геолого-технологических исследований для диагностирования осложнений и улучшения показателей проводки скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. [Текст]/Нестерова Т.Н. – Уфа, 1996. – 24 с.
9. Добрынин В.М. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. [Текст]/Добрынин В.М., Серебряков В.А. – М.: Недра, 1978. – 232 с.

10. *Лукьянов Э.Е.* Геолого-технологические исследования в процессе бурения. [Текст]/Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. – М.: Нефть и газ, 1997. – 688 с., ил.
11. *Шматченко С.Н.* Совершенствование методик геолого-геохимических исследований при бурении глубоких скважин. [Текст]/Шматченко С.Н. Отчет опытно-методической партии 26/2002 за 2001–2002 гг., ОАО «Башнефтегеофизика», Управление по недрам при КМ РБ, Министерство природных ресурсов РФ. – Уфа, 2002. – 142 с.
12. *Демихов В.И.* Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. [Текст]/Демихов В.И., Леонов А.И. – М., Недра, 1980. – 304 с., ил.
13. *Лугуманов М.Г.* Оптимальная отработка долот с помощью информационно-измерительных систем. [Текст]/Лугуманов М.Г. – НТЖ «Нефтепромысловый инжиниринг», 04, 2004 г., 31–32 с.
14. *Аппаратно-программные комплексы газового каротажа.* [Текст]/Лугуманов М.Г.//Каротажник. – Тверь, 2005, № 137–138, 86–95 с.
15. *Лугуманов М.Г.* Современные технологии и технические средства для информационного обеспечения процесса бурения скважин. [Текст]/Каротажник. – Тверь, 2005, № 142, 49–52 с.
16. *ПБ 08-624-03.* Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – СПб., 2003 г.

## Предметный указатель

### А

АВПД 99, 139, 148, 156  
Аномалии 115, 119, 122, 200

### Б

Барьер давления 148, 151  
Битумоиды 15, 21, 74, 76  
Буримость пород 79  
Бутан 27, 91, 102

### В

Вес на крюке 34, 116, 119, 124, 224  
Время отстаивания 60, 95

### Г

Газовоздушная смесь 24, 31, 94, 233  
Газовые флюидные коэффициенты 107, 110  
Газовый каротаж 91, 95  
Газонефтеводопроявление 149, 159  
Газосодержание суммарное 29, 57, 97, 99, 164  
Гексан 27, 91, 102  
Генератор водорода 24  
Глубина скважины 33, 116, 141, 153  
Градуировочная характеристика 213, 221

### Д

Давление: 32, 36, 218  
– поршневания 140  
– промывочной жидкости 32, 36, 218  
– свабирования 140  
– дифференциальное 79, 159, 184  
– гидродинамическое 142  
– гидростатическое 141  
– пластовое 153, 156, 158  
– потери 141, 142  
Дегазация 24, 27, 92  
Диаметр: 154

- бурильной трубы 142, 143, 145
- долота 142, 143, 145
- скважины 142, 143, 145
- кольцевого пространства 142, 143, 145

Динамическое напряжение сдвига 146

Длина: 143

- бурильной трубы 143
- труб колонны 143, 145
- секции бурительных труб 143

ДМК 57, 80

Долото 136, 138

## **Ж**

Желоб 177

Желобообразование 177, 178

## **И**

Износ вооружения долота 136

## **К**

Кавернообразование 178

Калибровка 214, 218

Карбонатомер 11, 57, 73

Кольцевое пространство: 142, 143, 145

- коэффициент расхода насадок 147
- критическая скорость 142, 146

Кровля пласта 82, 84

Крутящий момент: 43, 193, 198, 199

- на ключе 43, 193, 199, 227
- на роторе 43, 193, 199, 227

## **Л**

Литологическая колонка 57, 89

Люминесцентно-битуминологический анализ 21, 74

Люминоскоп 21

## **М**

Манифольд 196

Метан 27, 91, 102

Метод: 154

– d-экспоненты 154

–  $\sigma$ -log 156

Механический каротаж 79

## **Н**

Нагрузка на долото 132, 194

Неустойчивость ствола скважины 177

## **О**

Обороты: 33, 193, 198

– ротора 33, 193, 198

– долота 33, 193

Объем промывочной жидкости 117

Относительные содержания 96, 97

## **П**

Пентан 27, 91, 102

Плотномер 13, 77

Плотность глин 152, 153

Плотность промывочной жидкости 33, 40, 197

Поглощение промывочной жидкости 170, 176

Погрешность измерений 210, 213

Подошва пласта 82, 84

Прихват бурильного инструмента в скважине 183

Промыв: 185

– поршней насоса 185

– бурильных труб 186

Пропан 27, 91, 102

## **Р**

Раздельный анализ газа (РАГ) 103, 106

Расход промывочной жидкости 32, 37, 196

Реагирующий параметр 118, 120

Режим течения: 142, 144

– ламинарный 142, 144

– турбулентный 142, 144

Режимный параметр 118, 120

## **С**

Сальник 179, 182

Системы связи: 47, 53

– сотовые 47, 53

– спутниковые 47, 48, 53

Скорость: 57, 150

– проходки 57, 150

– спуска бурильного инструмента 189

– подъема бурильного инструмента 189

Сужение ствола 179, 180

Супервайзинг 53

## **Т**

Температура промывочной жидкости 33, 42, 197

## **У**

Углекислотные компоненты 24, 27, 91, 235

Удаленный мониторинг 48

Уровень промывочной жидкости 33, 39, 196

## **Ф**

Фракционный анализ 56, 62

## **Х**

Ходы насоса 32, 37, 193, 198

Хроматограмма 93

Хроматограф 24

## **Ц**

Циркуляция 161, 182, 183

## **Ш**

Шлам 11, 14, 16

Шламограмма 88, 89

## **Э**

Электропроводность промывочной жидкости 33, 44, 199

Этан 27, 91, 102