

**Уфимский государственный нефтяной
технический университет**

**Т.О.Акбулатов, Х.И. Акчурин, Л.М.Левинсон,
В.Х.Самигуллин**

**Информационное обеспечение
процесса бурения**

Учебное пособие

Уфа 2002

УДК 622.24 (07)
ББК 32.965. я 7
А 38

*Утверждено редакционно-издательским советом УГНТУ
в качестве учебного пособия*

Рецензенты:

Директор федерального инженерно-производственного центра
Горизонтальинформ АО НПФ «Геофизика»
В.А. Напольский
Вед. инженер ГНПП «Азимут», канд. техн. наук
Э.М. Галеев

А 38 Акбулатов Т.О., Акчуринов Х.И., Левинсон Л.М., Самигуллин В.Х.
Информационное обеспечение процесса бурения: Учеб. пособие.
-Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. -55 с.

ISBN 5-7831-0444-2

Изложены основные принципы информационного обеспечения процесса бурения, сформулированы цели и задачи контроля параметров процесса. Приведены сведения о принципах действия и технических характеристиках приборов контроля процесса бурения, а также некоторые методы оценки состояния объекта по комплексу косвенных признаков.

Предназначено для студентов нефтяных вузов и факультетов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», а также слушателей курсов и факультетов повышения квалификации работников буровых предприятий.

УДК 622.24 (07)
ББК 32.965. я 7

ISBN 5-7831-0444-2

© Уфимский государственный нефтяной
технический университет, 2002
© Акбулатов Т.О., Акчуринов Х.И.,
Левинсон Л.М., Самигуллин В.Х., 2002

Процесс бурения, как и любой другой технологический процесс, нуждается в измерении его параметров с тем, чтобы им можно было управлять, контролировать безопасные условия труда и т.п. Важной задачей информационного обеспечения является прогноз состояния объекта на какой-то промежуток времени вперед и, в особенности, прогноз и выявление предаварийных и аварийных состояний. Поскольку не все параметры процесса бурения могут быть измерены непосредственно, важно умение определять состояние объекта по косвенным признакам.

1. ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Всю необходимую информацию о процессе бурения можно разделить на следующие группы:

- 1) Информация о безопасных условиях труда:
 - нагрузка на вышку и талевую систему;
 - давление в сосудах, работающих под давлением;
 - концентрация вредных и ядовитых веществ и взрывоопасных смесей;
 - напряжение в электросетях и электромеханизмах.
- 2) Режимные параметры:
 - нагрузка и момент на долоте;
 - расход промывочной жидкости;
 - частота вращения долота.
- 3) Информация о состоянии:
 - буровой колонны;
 - вооружения долота;
 - опор шарошечных долот.
- 4) Информация о свойствах разбуриваемых пород и насыщающих их флюидах, о приближении к каким-либо границам и т.д.
- 5) Показатели бурения:
 - проходка с начала долбления;
 - мгновенная, средняя механическая и рейсовая скорости проходки;
 - продолжительность долбления;
 - стоимость метра бурения.
- 6) Параметры промывочной жидкости:
 - плотность, вязкость, динамическое и статическое напряжения сдвига, показатель фильтрации, содержание твердой фазы, pH, стабильность, смазывающая способность и др.
- 7) Информация о взаимодействии скважины с окружающими проницаемыми породами – о поглощениях промывочной жидкости или о поступлении пластовых флюидов в скважину.

8) Положение ствола скважины в пространстве, размеры и конфигурация ствола.

9) Положение отклонителя, азимут и зенитный угол на забое (или на определенном расстоянии от него) при бурении ориентируемыми отклоняющими компоновками.

Для получения данной информации на буровой должен быть комплекс измерительных средств (приборов). В зависимости от условий бурения перечень входящих в комплекс измерительных средств может быть различным. Обязательным компонентом измерительного комплекса являются приборы, определяющие безопасные условия труда, координаты ствола скважины в пространстве, положения отклонителя при работе с ним. В разведочных скважинах, где пластовые давления точно не известны, при проводке скважин в пластах с АВПД, обязательным является использование средств сигнализации о начале поступления пластовых флюидов. При проводке горизонтальных стволов в пластах малой толщины очень важное значение имеет информация о расстояниях забоя от кровли и подошвы пласта, с тем, чтобы не вскрыть, например, водоносные пропластки. Если предполагается вскрытие пластов, содержащих сероводород (H_2S), бром (Br) и другие вредные или ядовитые компоненты, необходима установка соответствующих газоанализаторов.

При морском бурении с плавучих сооружений, когда буровое судно может, в случае необходимости (шторм, ледовые поля), удаляться от точки бурения, необходим комплекс средств по поиску и определению устья скважины на дне моря.

Любые параметры могут быть определены путем прямых измерений, либо косвенными методами. Прямые измерения забойных параметров, как правило, дают более точную информацию, однако, требуют наличия канала связи (измерительной, передающей и приемной аппаратуры), что, естественно, удорожает бурение, требует более квалифицированного персонала и не всегда оправдано.

Различны требования к точности и периодичности получаемой информации. Если значения нагрузок на вышку, талевую систему, давлений в сосудах необходимо знать непрерывно и с достаточно высокой точностью, то данные о координатах ствола скважины в пространстве можно получать в перерывах процесса бурения. Информация о механических свойствах разбуриваемых пород может быть качественной (мягкие, твердые, средней твердости или крепкие породы).

Некоторые способы получения информации о процессе приведены в табл. 1.

Таблица 1

Необходимая информация о процессе проводки скважины
и способы ее получения

Измеряемый параметр	Метод определения	Способ измерения	Необходимость канала связи	Прибор	Выпуск промышленности	Достоинства	Недостатки
1	2	3	4	5	6	7	8
I. 1) Нагрузки на вышку и талевую систему	прямой	определение усилий в талевой канате	-	индикатор веса	+	простота, достаточная точность	
2) Давление в сосудах, находящихся под давлением	прямой		-	манометры	+	простота, достаточная точность	
II. Режимные параметры:							
1) Нагрузка на долото	прямой	измерение усилий в переводнике над долотом	+	забойный датчик усилий	-	высокая точность	Сложность измерительной системы
	косвен.	определение нагрузки на крюке	-	индикатор веса	+	простота системы	Невысокая точность, особенно в наклонных скважинах
2) Частота вращения долота:							
ротаторное бурение	прямой	по частоте вращения ротора	-	ротаторный тахометр	+	простота, достаточная точность	Мгновенная частота вращения долота и ротора в переходных режимах не совпадают
турбинное бурение	Прямой	по частоте пульсаций давления забойного датчика	+	турботахометр	±	достаточная точность	Недостаточная надежность, необходимость использования сложной аппаратуры

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
	косвен.	по изменению давления на стояке при бурении турбобурами серии А	-	манометр	+	простота	Невысокая точность
3) Момент на долоте: роторное бурение	прямой	измерение момента	-	роторный моментомер	+	простота	Поскольку $M_0 \neq M_{рот}$ определяется качественно изменение момента на долоте
	прямой	измерение реактивного момента на роторе	-	роторный моментомер	+	простота	Возможно лишь при небольшой глубине скважины
	косвен.	а) по изменению частоты вращения долота при наличии турботаксометра б) по изменению давления на стояке при бурении турбобуром серии А или объемным (винтовым) двигателем	+	турботаксометр	\pm		Определяется качественно изменение момента на долоте. Необходимость телеметрии
электробурение			-	манометр	+	простота определения	Определяется качественно изменение момента
	косвен.	по изменению силы тока электробура	-	амперметр	+	простота	Определяется качественно изменение момента

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
	косвен.	по частоте ходов насоса	-	счетчик ходов насоса (тахометр)	+	простота	На точность измерений влияет износ поршней и клапанов, условия всасывания
	косвен.	по изменению давления на стояке	-	манометр	+	простота	Дает качественную информацию об изменении расхода
III. Состояние (износ) до- лота:							
1) Состояние вооружения	косвен.	по изменению механической скорости	-	датчик проходки	+	простота	Потребности из-за изменения прочностных свойств разбуриваемых пород
	косвен.	по изменению момента на долоте	-	роторный моментометр	+	простота	Потребности из-за изменения свойств пород
2) Состояние опор: роторное бурение	косвен.	по изменению давления на стояке (при бурении турбобурами серии А и винтовыми двигателями)	-	манометр на стояке	+	простота	Потребности из-за изменения свойств пород
	косвен.	по изменению силы тока	+	амперметр	+	простота	Потребности из-за изменения свойств пород
электробурение	косвен.						

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
IV. Бурильная колонна: 1) Целостность буровой колонны	прямой	по изменению нагрузки на крюке	-	ГИВ	+	простота	Не дает информации о потере целостности в виде трещины и свиста, при сломе или отвинчивании части колонны труб, вес которой меньшей погрешности ГИВ
	косвен.	по изменению давления на стояке	-	манометр	+	простота	Давление на стояке может меняться и по другим причинам (кроме нарушения целостности буровой колонны)
	прямой	по потере подвижности колонны труб	-	индикатор веса	+	простота	
V. Определение положения ствола скважины, в т.ч. забоя, в пространстве	прямой	пеленгация шумов долота сейсмодатчиками	каналом связи служат горная порода	сейсмодатчики	-	постоянство контроля положения забоя	Сложность, высокая стоимость сейсмодаттатуры, наличие помех из-за шумов, создаваемых буровой колонной, наземным оборудованием и т.д.
	косвен.	измерение значений азимутного угла и азимута	кабель	инclinometer	+	достаточно высокая точность определения координат	

1	2	3	4	5	6	7	8
VI. Приток пластового флюида	прямой	по изменению свойств промысловой жидкости, выходящей из скважины	-	приборы измерения свойств промысловой жидкости	+	простота метода	Большой промежуток времени между началом поступления пластового флюида и моментом обнаружения
	прямой	по изменению свойств промысловой жидкости на забое	+	забойный датчик	±	быстрота обнаружения притока	Сложность и высокая стоимость оборудования. Не выпускается в России
	косвен.	по увеличению объема промысловой жидкости в емкостях	-	уровнемер	+	простота конструкции, относительная дешевизна	В случае слабого притока обнаружение с большим запаздыванием
	косвен.	нарушение соотношения между объемами поднятых (спущенных) труб и объемам закачанной в скважину (вытесненной) промысловой жидкости	-	уровнемер, счетчик поднятых (спущенных) труб, процессор			Слабые притоки плохо диагностируются. Необходима специальная оценка емкости долива

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
VII. Приближение к платформам с АВПД	косвен.	по изменению экспоненты	-	датчик проходки	+	простота метода	Достоверные данные получаются при бурении однородных пород
	косвен.	по изменению скорости пробега звуковой волны в породе	кабель	геофизич. аппаратура	+	простота метода	Возможно в перерывах бурения во время геофиз. измерений

2. НЕКОТОРЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ ИНФОРМАЦИИ

2.1. Информация и энтропия

Любое получение информации о каком-либо объекте, в том числе и путем измерения, означает уменьшение неопределенности этого объекта. Степень неопределенности характеризуется энтропией. Чем больше мы знаем об объекте, тем меньше его неопределенность, меньше его энтропия.

Если до получения информации объект x обладал энтропией $H(x)$, а после получения – условной энтропией $H(x/x_n)$, то разность между ними и определяет количество информации.

$$G = H(x) - H\left(\frac{x}{x_n}\right) \quad (1.1)$$

Конкретное состояние любого технологического объекта зависит от многих факторов и является случайной величиной, которая характеризуется законом распределения ее вероятности. Согласно Шеннону, энтропия определяется выражением

$$H(x) = - \int_{-\infty}^{\infty} P(x) \log P(x) dx, \quad (1.2)$$

где $P(x)$ – плотность вероятности нахождения объекта в том или ином состоянии.

Для дискретных величин уравнение (1.2) принимает вид

$$H(x) = - \sum_{i=1}^n P_i \log P_i, \quad (1.2^a)$$

где P_i – вероятность i -того значения случайной величины.

Для равномерного распределения в интервале x_1 - x_2 , когда $P(x) = 1/(x_2 - x_1)$ и $P(x) = 0$ при $x < x_1$ и $x > x_2$, энтропия равна

$$H(x) = - \int_{x_1}^{x_2} \frac{1}{x_2 - x_1} \cdot \log \frac{1}{x_2 - x_1} dx = \log(x_2 - x_1) \quad (1.3)$$

Для дискретной случайной величины x , которая имеет n равновероятных значений и вероятность каждого из них равна $P_i = P = 1/n$, энтропия равна

$$H(x) = - \sum_{i=1}^n P_i \log P_i = -n \frac{1}{n} \log \frac{1}{n} = \log n, \quad (1.4)$$

т.е. энтропия системы с равновероятными состояниями равна логарифму количества этих состояний.

Рассмотрим систему, которая с одинаковой вероятностью может принимать два состояния – 0 или 1, у которой $P_i = 1/2$. Тогда из выражения (1.2^a), используя логарифм с основанием 2, получим, что энтропия этой системы равна единице

$$H(x) = - \sum_{i=1}^2 \frac{1}{2} \log_2 \frac{1}{2} = 1,$$

которая носит название бит (*bit* от английского *bitari digit* – двоичная единица).

Если измерительное устройство имеет диапазон измерения от x_1 до x_2 , т.е. может измерять величины, находящиеся в интервале x_1-x_2 с абсолютной погрешностью Δ , то, получив результат измерения в виде показания x_n , записываем его как $x_n \pm \Delta$. Это означает, что действительное значение измеряемой величины лежит в пределах от $x_n - \Delta$ до $x_n + \Delta$.

Следовательно, в результате измерения область неопределенности системы сократилась от x_2-x_1 с плотностью вероятности $P(x)=1/(x_2-x_1)$ до величины 2Δ с намного большей плотностью вероятности $P(x)=1/2\Delta$.

Значение $H(x/x_n)$ характеризует ту неопределенность, которая остается после получения показания прибора x_n и называется условной энтропией (при условии, что x_n известно).

При равномерном законе распределения вероятности до и после измерения объем информации при единичном измерении

$$G = \log_2(x_2 - x_1) - \log_2 \frac{2\Delta}{x_2 - x_1} \quad (1.5)$$

Величина интервала неопределенности может быть выражена через значение среднеквадратичной погрешности σ . Для равномерного распределения

$$\sigma^2 = \int_{-\Delta}^{\Delta} x^2 P(x) dx = \int_{-\Delta}^{\Delta} x^2 \frac{1}{2\Delta} dx = \frac{\Delta^2}{3} \quad (1.6)$$

При равномерном распределении погрешности интервал неопределенности $2\Delta = 2\sqrt{3}\sigma$, а энтропия

$$H(x/x_n) = \log_2 2\sqrt{3}\sigma \quad (1.7)$$

Если погрешности измерительного устройства распределяются вокруг полученного значения по нормальному закону, т.е. то условная энтропия

$$H(x/x_n) = \log_2(\sqrt{2\pi e} \cdot \sigma) \quad (1.8)$$

Энтропия нормального распределения, как видно из приведенных данных, в 1,69 раза больше, чем у равномерного распределения.

При произвольном законе распределения вероятности погрешности эффективный интервал неопределенности

$$2\Delta = \exp H(x/x_n) \quad (1.9)$$

При передаче информации по каналам связи наличие шума (помех) приводит к потере части информации

$$\Delta G = H(x) - H(\Delta) \quad (1.10)$$

где $H(x)$ – энтропия сигнала, подаваемого на вход канала, $H(\Delta)$ – энтропия шума (помех). Для устранения погрешностей из-за помех передаваемая информация должна быть избыточной, как минимум, на величину $H(\Delta)$.

Большинство технологических объектов относятся к числу сложных, состоящих из отдельных элементов. Рассматривать состояние таких объектов можно только в совокупности. Например, система «скважина - проницаемый пласт» характеризуется разностью давлений пластового и бурового раствора в скважине. Пластовое давление (элемент x) может иметь на данной глубине состояния $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ с вероятностями $Px_1, Px_2, Px_3 \dots Px_n$. Соответственно, давление бурового раствора (элемент z) может иметь состояния $z_1, z_2, z_3 \dots z_m$ с

вероятностями $Pz_1, Pz_2, Pz_3 \dots Pz_m$. Разность между этими давлениями определяется сочетанием состояний x и z . Очевидно, что число возможных состояний равно m^n . Энтропия такой системы

$$H(x \cdot z) = - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P(x_i \cdot z_j) \log P(x_i \cdot z_j) \quad (1.11)$$

Если элементы независимы друг от друга, как это имеет место в приведенном примере, вероятность системы

$$P(x_i z_j) = P(x_i) \cdot P(z_j) \quad (1.12)$$

а энтропия

$$H(x \cdot z) = - \sum_{i=1}^n P(x_i) \log P(x_i) - \sum_{j=1}^m P(z_j) \log P(z_j) = H(x) + H(z) \quad (1.13)$$

Если элементы системы независимы, то энтропия ее равна сумме энтропий отдельных элементов. Вероятность состояния системы взаимнозависимых элементов определяется формулой

$$P(x_i z_j) = P(x_i) \cdot P(z_j / x_i) = P(z_j) \cdot P(x_i / z_j) \quad (1.14)$$

Энтропия такой системы

$$H(x \cdot z) = - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P(x_i) P(z_j / x_i) \left[\log P(x_i) + \log P(z_j / x_i) \right] = - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P(x_i) P(z_j / x_i) \log P(x_i) - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P(x_i) P(z_j / x_i) \log P(z_j / x_i) \quad (1.15)$$

В связи с тем, что для каждого x_i $\sum_{j=1}^m P(z_j / x_i) = 1$ выражение для энтропии получает вид

$$H(x \cdot z) = - \sum_{i=1}^n P(x_i) \log P(x_i) + \sum_{i=1}^n P(x_i) \left[\sum_{j=1}^m P(z_j / x_i) \log P(z_j / x_i) \right] = H(x) + H(z/x) \quad (1.16)$$

Энтропия системы с зависимыми элементами равна сумме энтропии одного из элементов и условной энтропии другого. Уменьшение энтропии при проведении измерений нельзя считать нарушением II принципа термодинамики. Дело в том, что само измерение требует затраты какого-то количества энергии. Если рассматривать систему «измеряемый объект – измерительное устройство», то проведение измерений приводит к общему росту энтропии.

2.2. Погрешности измерений. Оптимальный рабочий диапазон измерительных устройств. Нормирование погрешностей

Любое измерение производится с определенными погрешностями. Последние подразделяются на систематические и случайные, постоянные и прогрессирующие, аддитивные и мультипликативные, инструментальные и методические и т.д.

У систематических погрешностей, в отличие от случайных, математическое ожидание не равно нулю. Систематические ошибки во многих случаях могут быть оценены экспериментально и учтены путем внесения поправок в результаты измерения.

В зависимости от причины возникновения ошибки подразделяются на погрешности метода измерений, инструментальные погрешности, субъективные погрешности и др. Погрешности метода измерений – следствие применения приближенных формул и зависимостей, замены измерения того, что нужно тем, что несколько хуже, но проще реализуется, например, приборы ГИВ измеряют не само натяжение талевого каната, а давление жидкости в системе, создаваемое натяжением каната.

Инструментальные погрешности обязаны своим возникновением недостаточной высокому качеству элементов измерительной системы. Например, при измерении объема бурового раствора в емкостях с помощью поплавкового уровнемера на поплавке может образоваться глинистая корка, изменяющая вес поплавка и влияющая на точность измерения. Если бы поплавок изготавливался из несмачиваемого материала, то данного источника погрешности не было бы.

Прогрессирующие погрешности обычно связаны с процессами старения или износа деталей измерительных устройств. Например, у диафрагменного расходомера может изменяться форма кромки отверстия в диафрагме. Устранение прогрессирующих погрешностей требует постоянного повторения тарировки прибора.

Возникновение случайных погрешностей вызвано большей частью воздействием изменяющихся внешних условий – температуры, влажности, напряжения эл. тока в сети и т.д., хотя в ряде случаев случайные ошибки могут обуславливаться конструкцией приборов. Например, у инклинометров с магнитной bussолью вращающаяся рамка должна устанавливаться определенным образом относительно апсидальной плоскости за счет действия эксцентричного груза. Однако, при малых зенитных углах вращающий момент эксцентричного груза оказывается слишком малым, близким к моменту трения в подшипниках рамки, что не позволяет последней точно устанавливаться в апсидальной плоскости. В результате получается достаточно большая случайная ошибка (табл. 2).

Таблица 2

Погрешность измерения азимута инклинометрами
с магнитной bussолью

Зенитный угол ствола, град.	Погрешность измерения азимута, град.
0 – 1	±68
1 – 2	±40
2 – 5	±20
>5	±4

Наличие всех этих погрешностей обуславливает образование некоторой полосы погрешности прибора или измерительной системы (рис.1).

Если абсолютная погрешность Δ в пределах шкалы прибора постоянна по своей величине, такая погрешность называется аддитивной (по-латински

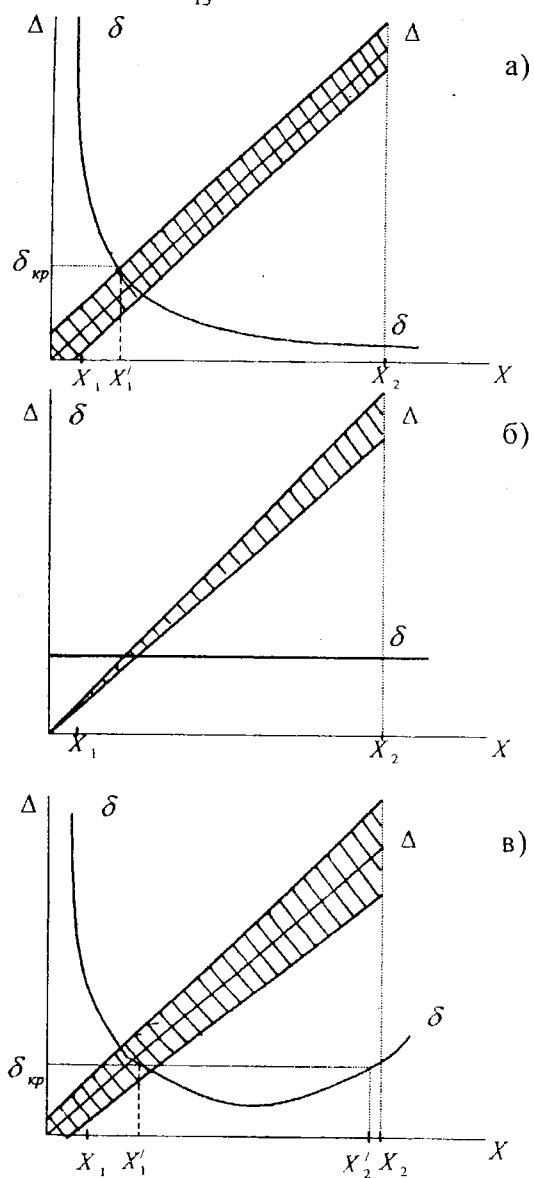


Рис. 1. Полоса ошибок Δ и относительная погрешность δ приборов с чисто аддитивной (а), чисто мультипликативной (б) погрешностью и при наличии аддитивной и мультипликативной погрешностей (в).

«получаемая путем сложения»). Если она систематическая, то может быть скорректирована путем смещения шкалы или нулевого положения показателя (с помощью корректора нуля). Если аддитивная погрешность случайна, ее нельзя скорректировать и она образует полосу погрешностей постоянной ширины для любых значений измеряемой величины. Однако постоянство абсолютной погрешности означает, что при малых значениях измеряемой величины резко возрастает относительная погрешность δ (рис.1а). При ограничении максимальной относительной погрешности получаем рабочий диапазон измерительного устройства — $x'_1 - x'_2$. Примером такого прибора является поплавковые уровнемеры УП11М, служащие для измерения объема бурового раствора в емкости. Независимо от величины уровня ошибка составляет ± 50 мм.

Если абсолютные погрешности пропорциональны текущему значению измеряемой величины $\Delta = \delta x$, то такие погрешности называют мультипликативными (получаемыми путем умножения). Мультипликативные помехи образуют постоянно расширяющуюся полосу неопределенности (рис.1б). Но относительная ошибка при наличии только мультипликативной погрешности во всем диапазоне измерений имеет постоянное значение. В основном мультипликативную ошибку имеют пружинные весы, большинство манометров. В процессе эксплуатации, от изменения температуры среды упругие свойства пружины могут изменяться, что вызывает появление ошибки, пропорциональной измеряемой величине.

Большая часть приборов имеет, как правило, и аддитивные и мультипликативные погрешности (рис.1в). Абсолютная погрешность возрастает с увеличением измеряемого показателя, а относительная погрешность возрастает к границам шкалы прибора, образуя опять рабочий диапазон измерительного устройства — $x'_1 - x'_2$.

Под точностью измерений понимается величина, обратная относительной ошибке

$$A = \frac{x}{d} = \frac{1}{2\delta}, \quad (1.17)$$

где x — текущее значение измеряемой величины; d — текущее значение интервала неопределенности; δ — относительная погрешность измерения.

Учитывая, что вдоль шкалы прибора погрешность измерения может меняться, значение точности прибора является величиной, меняющейся вдоль шкалы прибора.

Под разрешающей способностью прибора понимается числовая характеристика, оценивающая способность прибора к обнаружению малых приращений измеряемой величины.

При информационном подходе разрешающую способность измерительных устройств следует определять как число достоверно различимых градаций результата измерения во всем рабочем диапазоне прибора.

Для прибора с чисто аддитивной погрешностью разрешающая способность

$$R = \frac{x_2 - x_1}{2\Delta_0} = \frac{x_2 - x_1}{2 \cdot \delta \cdot x_1} \quad (1.18)$$

Для поплавкового уровнемера УП-11М, имеющего $x_2 = 900 \text{ мм}$, $x_1 = 0$, $\Delta = 50 \text{ мм}$

$$R = \frac{900}{2 \cdot 50} = 9$$

Для приборов с чисто мультипликативной погрешностью

$$R = \frac{\ln \frac{x_2}{x_1}}{\delta} \quad (1.19)$$

В общем случае при наличии аддитивной и мультипликативной погрешностью, когда $\Delta = \Delta_0 + \delta x$, разрешающая способность

$$R = \frac{1}{2\delta} \ln \frac{B+1}{B+1/D}, \quad (1.20)$$

где $B = \delta_0/\delta$; $\delta_0 = \Delta_0/x_2$; $D = x_2/x_1$.

Таким образом оптимальный рабочий диапазон измерительных устройств, в пределах которого относительная погрешность не превышает определенной критической величины, не всегда совпадает с пределом измерений по шкале прибора.

Однако для большинства измерительных устройств ГОСТы не учитывают разницу между аддитивными и мультипликативными погрешностями. Ширина поля допуска погрешности вдоль шкалы прибора принимается постоянной, а в качестве числовой характеристики точности прибора принимается отношение половины ширины поля допуска $\pm \Delta$ к длине шкалы прибора, называемое приведенной погрешностью прибора.

$$\delta_{пр} = \Delta/x_2 \quad (1.21)$$

2.3. Информативность параметров

При определении состояния объекта приходится считаться с тем, что различные параметры имеют различную информативность. Например, для диагностирования нарушения целостности бурильной колонны можно использовать показания индикатора веса, манометра на стояке, роторного моментомера. Однако, если слом произошел в нижней части бурильной колонны или образовался свищ, показания индикатора веса могут практически не измениться, между тем, как давление на стояке резко упадет. При сломе бурильной колонны во время бурения резко уменьшится момент на роторе, в то время как при образовании свища момент может даже несколько возрасти вследствие зашламования долота.

Однако, не всегда информативность того или иного параметра может быть определена априорно. В более сложных случаях требуется постановка специальных экспериментов или обрабатывается имеющаяся статистика, когда

тем или иным состоянием объекта соответствовали (были известны) значения влияющих параметров. По результатам активного или пассивного эксперимента строится технологическая модель процесса. Информативность параметра соответствует значимости коэффициента регрессии.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Не вся информация, о которой говорилось в разделе 1, является строго обязательной при оперативном управлении процессом бурения. При отсутствии информации об усилиях, действующих на талевую систему и вышку, в сосудах, работающих под давлением, проводка скважин запрещена, т.к. это может привести к авариям и несчастным случаям.

В то же время отсутствие полной информации о свойствах разбуриваемых пород, о частоте вращения долота в турбинном бурении не служит препятствием для осуществления процесса бурения, хотя и не позволяет его оптимизировать.

Часть необходимой информации может быть получена измерениями, проводимыми на поверхности, - подача насосов, частота вращения долота в роторном бурении, нагрузки на талевую систему и т.п. В то же время точные значения ряда параметров могут быть получены лишь при использовании приборов, спускаемых в скважину с бурильной колонной или на кабеле (нагрузка на долото, частота вращения долота в турбинном бурении, расход жидкости, протекающей через долото, углы наклона оси ствола скважины к вертикали и к магнитному меридиану), и требуют наличия канала связи забоя с поверхностью. При отсутствии скважинных приборов или каналов связи некоторые из этих параметров (частота вращения долота в турбинном бурении) могут определяться по косвенным данным, либо расчетным путем. Для некоторых данных вообще не разработаны прямые методы их определения в процессе бурения (износ вооружения или опор долота, абразивность проходимых горных пород). Оценка их величины возможна лишь по косвенным данным.

3.1. Измерение нагрузки на вышку и талевую систему, веса бурильной колонны и осевой нагрузки на долото

Все эти величины определяют с помощью приборов, называемых индикаторами веса, гидравлических (ГИВ) или электрических (ЭИВ). Индикаторы веса устанавливаются на неподвижном конце талевого каната или на приспособлении крепления неподвижного конца талевого каната.

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 (рис.2) состоит из гидравлического трансформатора давления 2, показывающего манометра 3, верньерного показывающего манометра 4, записывающего прибора 5, объединенных в общую гидравлическую систему трубкой 7. Система заполняется специальной незамерзающей жидкостью из прессбачка 6.

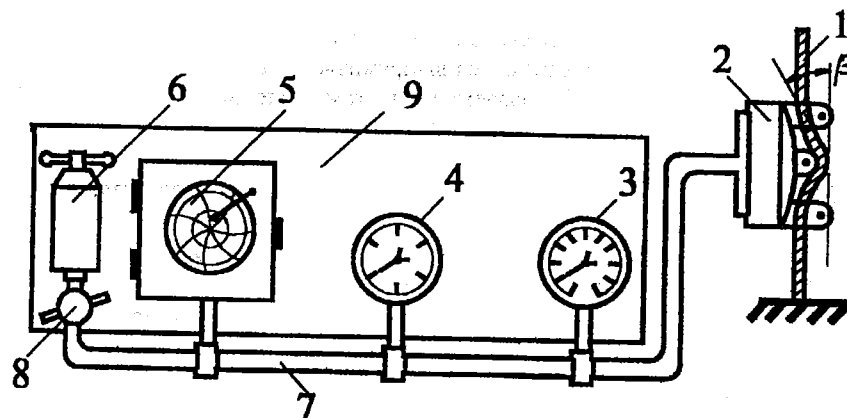


Рис. 2. Схема гидравлического индикатора веса ГИВ-6: 1 – талевый канат; 2 – трансформатор давления; 3 – показывающий верньерный прибор; 4 – показывающий прибор; 5 – записывающий прибор; 6 – прессбачок; 7 – трубка; 8 – кран; 9 – приборная панель

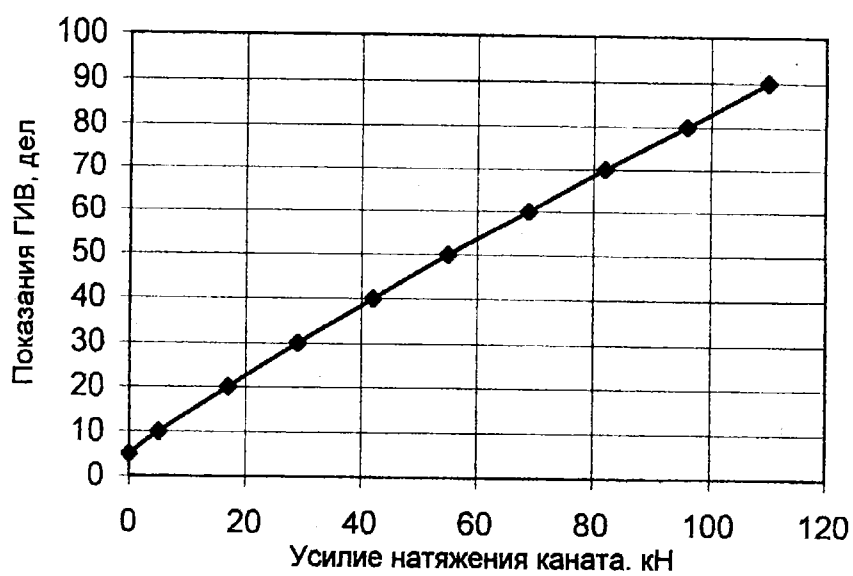


Рис. 3. Характеристика ГИВ

Трансформатор давления служит для преобразования растягивающей силы в неподвижном конце талевого каната в давление жидкости. Изогнутый между роликами трансформатора давления неподвижный конец талевого каната при увеличении нагрузки стремится выпрямиться, давит на подвижную тарелку и через нее на мембрану. Создаваемое при этом давление в системе равно

$$P = \frac{2T \sin \beta}{S}, \quad (3.1)$$

где T – усилие в неподвижном конце талевого каната; β – угол «излома» каната; S – площадь мембраны.

Поскольку при увеличении нагрузки угол β изменяется, характеристика ГИВ-6 получается несколько нелинейной (рис.3).

В качестве показывающего прибора применяют манометры с трубчатой пружиной. Верньерный указатель служит для более точного отсчета значений осевой нагрузки, его ось имеет дополнительную передачу.

Усилие в талевом канате пропорционально нагрузке на крюке G_K и весу талевой системы $G_{T.C.}$

$$T = (G_{T.C.} + G_K) / 2n \quad (3.2)$$

где n – число оснащенных роликов талевого блока.

В вертикальной скважине при неподвижной колонне нагрузка на крюке равна весу колонны труб в жидкости

$$G_K = G_{T.ж.} = \sum_{i=1}^k q_i \cdot l_i \cdot \beta_i \quad (3.3)$$

В наклонной скважине при неподвижной колонне и отсутствии сил трения

$$G_K = \sum_{i=1}^k \int_0^{l_i} q_i \cdot \cos \alpha_i \cdot \beta_i \cdot dl \quad (3.4)$$

где α_i – зенитный угол; k – число секций колонны труб; l_i , q_i – длина и вес погонного метра труб i -той секции в воздухе; β_i – коэффициент облегчения труб в жидкости.

При подъеме труб нагрузка на крюке увеличивается, а при спуске труб – уменьшается на величину сил сопротивления.

$$\begin{aligned} G_{K(\text{подъеме})} &= G_{T.ж.} + F_{тр.под} \\ G_{K(\text{спуске})} &= G_{T.ж.} - F_{тр.сп} \end{aligned} \quad (3.5)$$

При бурении часть веса бурильной колонны передается на забой и нагрузка на крюке уменьшается.

$$G_{K \text{ бур}} = G_{T.ж.} - G_\delta - F_{тр.б.}, \quad (3.6)$$

где $G_{K \text{ бур}}$ – нагрузка на долото; $F_{тр.б.}$ – силы сопротивления перемещению колонны труб вниз при бурении.

Показания приборов ГИВ пропорциональны давлению жидкости в системе

$$\Pi = c \cdot P = c \left[\frac{2T \sin \beta}{S} + P_0 \right] = c \left[\frac{G_k \sin \beta}{n \cdot S} + \left(P_0 + \frac{G_{т.с.} \sin \beta}{n \cdot S} \right) \right], \quad (3.7)$$

где c – коэффициент пропорциональности.

При $G_k=0$ показания ГИВ

$$\Pi_0 = c \cdot \frac{G_{т.с.} \sin \beta}{n \cdot S} \quad (3.8)$$

Отсюда нагрузка на крюке

$$G_R = (\Pi - \Pi_0) \cdot \frac{n \cdot S}{c \cdot \sin \beta} \quad (3.9)$$

Величина $\kappa = \frac{n \cdot S}{c \cdot \sin \beta}$ называется ценой деления индикатора веса. Наиболее точно ее можно найти по результатам тарировки ГИВ в лаборатории (табл.3).

Таблица 3

Усилие натяжения неподвижного каната, кН	0	5	17,5	29,6	42,35	55,4	68,75	82,3	96,15	110,1
Показания ГИВ, дел.	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Цена деления при оснастке 4х5, кН/дел.			9,7	10,2	10,4	10,7	10,8	11,1	11,2	
Средняя цена деления в интервале 0- T_i , кН/дел.	8	9,3	9,5	9,7	9,8	10,0	10,1	10,3	10,4	

Цена деления в интервале усилий $T_i - T_{i+1}$ равна

$$K_i = \frac{2n(T_{i+1} - T_i)}{\Pi_{i+1} - \Pi_i} \quad (3.10)$$

Средняя цена деления в интервале усилий 0- T_i

$$\bar{K} = \frac{T_i - T_0}{\Pi_i - \Pi_0} 2n, \quad (3.11)$$

где Π_i – показание прибора, соответствующее усилию в канате T_i ; Π_0 – показание прибора при натяжении каната только весом талевого системы T_0 .

При оснастке 4х5 $T_0 \approx 10$ кН.

Для прибора, характеристика которого приведена в табл.3 $\Pi_0 \approx 13$ дел.

При отсутствии данных тарировки цену деления можно определить, если известен вес колонны труб в жидкости

$$\bar{K} = \frac{G_{т.ж.}}{\Pi_G - \Pi_0} \quad (3.12)$$

Таким образом нагрузка на вышку

$$G_* = \left[\bar{K}(\Pi_G - \Pi_0) + G_{т.с.} \right] \frac{(n+1)}{n} \quad (3.13)$$

Нагрузка на долото

$$G_d = K(P_G - P_{бр}) - F_{тр. бур.}, \quad (3.14)$$

где P_G – показание индикатора веса при неподвижной бурильной колонне и отсутствии сил трения. Для их уменьшения можно бурильную колонну несколько раз повернуть ротором.

В вертикальной скважине, особенно при роторном бурении, силы сопротивления невелики. При проводке наклонно-направленных скважин, особенно при бурении забойными двигателями, эти силы достаточно велики. Надежные методы их определения и расчета отсутствуют. В то же время их недоучет приводит к завышению нагрузки на долото, определяемой по индикатору веса, против фактической.

Основная приведенная погрешность ГИВ-6 составляет $\pm 2,5\%$. С учетом методической погрешности, обусловленной нелинейностью характеристики, суммарная погрешность измерения нагрузки на крюке δ_0 составляет около $\pm 5\%$ или ± 10 кН.

Гидравлические индикаторы веса просты по конструкции, несложны в эксплуатации достаточно надежны, однако не позволяют производить дистанционные измерения и регистрацию параметров.

Электрические индикаторы веса также измеряют нагрузку на крюке по натяжению неподвижного конца каната, но их датчик усилий чаще всего устанавливается на механизме крепления неподвижного конца каната, что обеспечивает достаточную линейность характеристики.

Ошибка в определении нагрузки на долото $\delta(G_d)$ значительно выше. Даже без учета ошибки из-за незнания сил трения, она равна

$$\delta(G_d) = \delta_0 \frac{P_G + P_6}{P_G - P_6}, \quad (3.15)$$

где δ_0 – суммарная (инструментальная и методическая) погрешность ГИВ;

P_G – показания ГИВ, когда бурильная колонна не касается забоя;

P_6 – показания ГИВ при бурении.

Например, при $P_G = 50$ дел., $P_6 = 30$ дел. и $\delta_0 = 0,05$ имеем

$$\delta(G_d) = 0,05 \frac{50 + 30}{50 - 30} = 0,2 \text{ или } 20\%.$$

Для определения истинного значения осевой нагрузки на долото и исключения вышеперечисленных погрешностей необходимо измерять нагрузку непосредственно на забое около долота. Подобные измерения особенно важны при бурении наклонно-направленных скважин с соотношением горизонтального смещения забоя к вертикальной глубине более единицы и при бурении горизонтальных скважин, когда определить нагрузку на долото с помощью устьевых приборов невозможно.

Определение нагрузки на долото непосредственно на забое за рубежом выполняется с помощью четырех датчиков деформации, устанавливаемых в корпусе УБР по схеме, приведенной на рис.12. На поверхность информация передается по системе MWD. Сравнение истинной нагрузки на долото и показа-

ний индикатора веса на устье бурящейся скважины дает возможность судить о состоянии ствола скважины (наличие каверн, сужений, шламонакопления и т.п.), а также рассчитывать коэффициенты трения.

3.2. Определение частоты вращения долота

В роторном бурении частота вращения долота равна частоте вращения ротора и может быть измерена тахометром любой конструкции или определена по кинематике привода ротора.

Для измерения частоты вращения долота в турбинном бурении был разработан турботахометр. Принцип его действия основан на том, что через каждые 10 оборотов вала турбобура, кратковременно перекрывается трубное пространство. Тем самым создается импульс давления, который воспринимается специальной аппаратурой на вертлюге. Каналом связи служит гидравлический канал внутри бурильной колонны. Особенностью гидравлического канала связи является существенное затухание энергии сигнала в связи с потерями на трение у стенок колонны. Для уменьшения затухания приходится создавать низкочастотные, порядка 1 Гц, колебания. Однако в этом диапазоне частот наблюдаются колебания давления, создаваемые поршневым насосом, что создает помехи. Тем не менее, при использовании надежной аппаратуры и надлежащей регулировке компенсаторов давления на нагнетательной линии насосов, как показал опыт бурения сверхглубокой скважины СГ-1, турботахометры могут работать на глубинах до 12 км.

Известны косвенные методы определения частоты вращения долота при использовании некоторых типов гидравлических двигателей.

Турбобуры серии А (А6Ш, А7Ш и т.д.) оснащаются высокоциркулятивными турбинами, перепад давления в которых при постоянном расходе зависит от частоты вращения (рис. 4). Чем выше частота вращения вала турбобура, тем выше перепад давления в турбине, соответственно изменяется и давление на стояке, что позволяет бурильщику в какой-то степени контролировать частоту вращения долота.

У винтовых объемных двигателей перепад давления возрастает с уменьшением частоты вращения (рис.5).

Очевидно, что данный способ не обладает высокой точностью и служит больше для качественной оценки.

Разработаны системы определения частоты вращения долота путем регистрации колебаний, создаваемых долотом в горной породе и воспринимаемых сейсмическими датчиками, устанавливаемыми около буровой. Однако, данные системы не выпускаются промышленностью.

3.3. Измерение расхода промывочной жидкости

Расход бурового раствора является одним из важнейших параметров режима промывки. Контроль за ним на входе и на выходе из скважины позволяет судить о степени очистки забоя, установить возникновение газо-, нефте-, водопроявлений или поглощений.

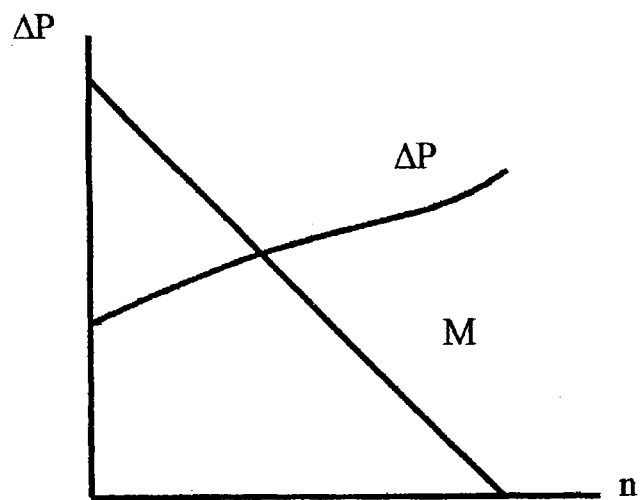


Рис. 4. Характеристика турбобура типа А

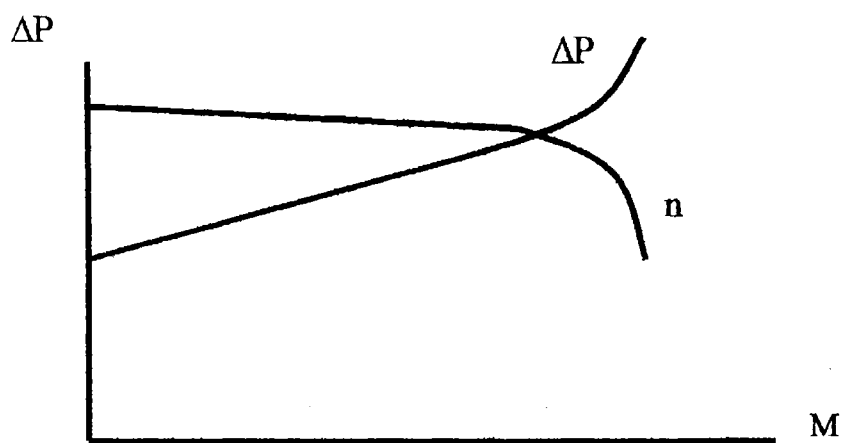


Рис. 5. Характеристика объемного винтового двигателя

Поскольку буровые растворы, как правило, содержат твердую фазу и обладают абразивными свойствами, для измерения их расхода неприменимы расходомеры типа Вентури и диафрагменные, а также имеющие вращающиеся крыльчатки.

Поэтому на практике применяются индукционные расходомеры РГР-7, РГР-100, принцип действия которых основан на законе электромагнитной индукции. Система магнитного возбуждения (рис.6) создает переменное магнитное поле. В нем по немагнитной и изолированной изнутри трубе 1 протекает электропроводная жидкость 8. Индуцируемую в ней ЭДС, пропорциональную средней скорости потока жидкости, измеряют электродами 4. Сигнал после усиления подается на показывающий или регистрирующий прибор 7.

Расходомер данного типа не может применяться для измерения расхода неэлектропроводящих жидкостей, например РУО. Кроме того, он чувствителен к изменению электропроводности жидкости. Основная погрешность РГР-7 составляет $\pm 2,5\%$ (± 2 л/с).

Для измерения расхода бурового раствора, выходящего из скважины, фирма «Мартин Деккер» выпускает индикатор потока скоростного типа.

3.4. Измерение момента затяжки резьбовых соединений

Резьбовые соединения бурильных и обсадных труб должны свинчиваться с определенным моментом (табл. 4 и 5). Недостаточное крепление не обеспечивает герметичность и прочность соединения. Правда, при роторном бурении недостаточное крепление замковых соединений при спуске устраняется с началом вращения бурильной колонны. Того же эффекта при бурении забойными двигателями можно достичь, дав несколько оборотов ротором в начале долбления. Недостаточное крепление замковых соединений бурильной колонны при спуске отклоняющих компоновок может привести к ошибкам в зарезке наклонного ствола.

Таблица 4

Моменты свинчивания замковых резьб

Тип резьбы	Диаметр трубы, мм	Момент свинчивания, кН·м	Тип резьбы	Диаметр трубы, мм	Момент свинчивания, кН·м
Бурильные замки стали 40ХН			УБТ из стали 40ХН2МА		
3-88	89	7,3-9,4	3-108	133	11,4
3-121	144	14,6-18,1	3-121	146	15
3-133	127; 114	23-26	3-147	178	25,3
3-147	140; 127	26-34	3-161	203	36,5
3-161	140	25-33	3-171	203-229	50

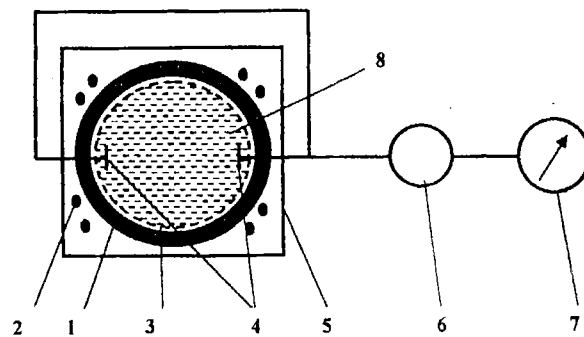


Рис. 6. Блок-схема расходомера РГР-7: 1 – корпус расходомера из диамагнитного материала; 2 – обмотка магнитного возбуждения; 3 – изоляционный слой; 4 – электроды; 5 – защитный корпус; 6 – усилитель; 7 – вторичный прибор; 8 – электропроводящая жидкость

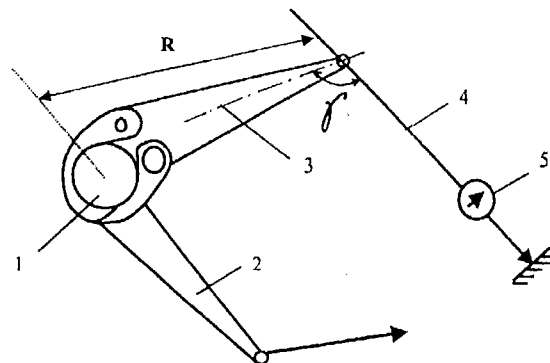


Рис. 7. Схема измерений момента свинчивания резьбовых соединений труб путем измерения усилия натяжения каната. 1 – свинчиваемая труба; 2 – рабочий машинный ключ; 3 – машинный ключ на задержку; 4 – канат; 5 – динамометр

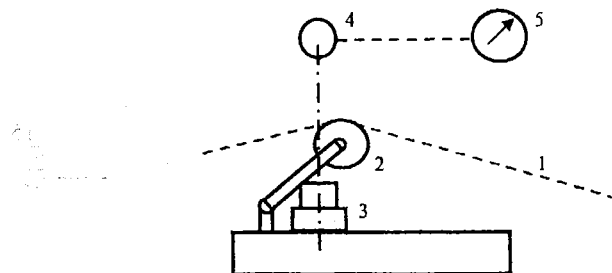


Рис. 8. Схема измерения крутящего момента ротора с цепным приводом. 1 – ведущая ветвь цепи; 2 – звездочка; 3 – датчик момента; 4 – усилитель; 5 – вторичный прибор

Таблица 5

Моменты свинчивания обсадных труб

Диаметр трубы, мм	Момент свинчивания, кН·м			
	Резьба закругленного профиля		ОТТМ	ОТТГ ТБО
	толщина стенки			
	≤9	>9		
114,3	3,0-4,3	-	3,3-4,7	3,9-5,2
127,0	3,3-5,1	6	4,3-4,8	4,0-5,4
139,7	5,0-6,0	7,0-8,8	3,7-6,0	5,8-8,0
146,1	5,0-6,0	7,6-9,6	4,3-6,1	6,0-8,2
168,3	6,0-7,9	9,1-12,8	4,3-6,6	6,9-10,7
177,8	7,1-8,4	9,7-13,6	4,9-8,4	7,0-11,0
219,1	11,6	13,5-19,2	5,3-8,5	9,9-16,0
244,5	13,1	15,2-21,6	5,6-10,2	11,4-21,9

Приложение чрезмерно большого момента при свинчивании может привести повреждению резьбового соединения (срыв резьб, задир, трещина в теле муфт и т.п.). Известны различные конструкции устройств измерения момента на машинном ключе. Наиболее простая схема измерения момента свинчивания (развинчивания) показана на рис.7. При этом на тросе крепления машинного ключа устанавливается динамометр.

Зная длину рычага R , усилие натяжения каната T и угол γ , можно определить момент свинчивания или развинчивания

$$M = T \cdot R \cdot \sin \gamma \quad (3.16)$$

Недостатком данной схемы является то, что при смене каната может измениться угол γ , что затрудняет вычисление момента на буровой.

3.5. Измерение крутящего момента ротора

Измерение крутящего момента ротора позволяет контролировать работу долота и состояние (целостность) буровой колонны и ее взаимодействие со стенками скважины.

Известны различные конструкции роторных моментометров в зависимости от вида привода ротора.

При цепном приводе ротора крутящий момент измеряют по натяжению ведущей ветви цепи привода ротора (рис.8). Усилие натяжения цепи 1 через звездочку рычажного приспособления 2 передается на датчик момента 3. Это усилие, пропорциональное измеряемому моменту, преобразуется в электрический или гидравлический сигнал, который после усиления подается на показывающий и (или) регистрирующий прибор 5.

Основная приведенная погрешность выпускаемых измерителей момента ротора (ИМР-1, ДКМ) в пределах $\pm 5\%$.

Для роторов с карданным приводом известна конструкция роторного моментометра, когда датчик устанавливается на быстроходном валу ротора.

При изменении крутящего момента ротора изменяется магнитная проницаемость ферромагнетиков датчика, что фиксируется измерительной аппаратурой.

Есть и другие конструкции роторных моментометров.

3.6. Регистрация показателей процесса бурения

Наиболее важными показателями, с точки зрения оперативного управления процессом бурения, является проходка с начала долбления h и мгновенная механическая скорость V_m . Остальные показатели (рейсовая скорость, стоимость метра проходки и др.) могут быть рассчитаны на основе измерения h и V_m .

Известны различные конструкции регистраторов проходки.

В приборе ИП-1 (рис.9) к корпусу вертлюга 1 присоединяют тросик 3, который перебрасывают через ролик 2, установленный на ноге вышки. Далее трос проходит через измерительное устройство 4 регистратора 5 и наматывается на барабан пружинотатора 6. Пружинотатор обеспечивает натяжение тросика при любых положениях вертлюга.

При механическом бурении вертлюг поступательно движется вниз, увлекая за собой тросик, что приводит в действие измерительное устройство 4, которое связано с пишущим элементом регистратора 5 и показывающим прибором 7. Поскольку движение бумажной ленты осуществляется от часов, угол наклона кривой записи к оси времени дает значения мгновенной механической скорости.

В других конструкциях ИП подача бурового инструмента определяется по углу поворота барабана лебедки или ролика кронблока, с которого сходит рабочая ветвь талевого каната. Следует иметь в виду, что пропорциональность угла поворота барабана лебедки и подачи инструмента нарушается при изменении количества витков талевого каната на барабане. Во время спуско-подъемных операций датчики данных конструкций ИП отключаются. Приведенная погрешность ИП-1 $\pm 2,5\%$.

Следует учитывать, что подача инструмента на поверхности равна проходке долота лишь при постоянных нагрузках в бурильной колонне. При любом изменении усилий в бурильной колонне длина ее изменяется. Например, при создании на долоте нагрузки 200 кН длина бурильной колонны $\varnothing 127-129$ мм в скважине глубиной 2000 м уменьшается на 1-3 м. Когда проходка на долото измеряется метрами, изменение длины бурильной колонны может привести к существенным ошибкам в определении h и V_m .

3.7. Определение целостности бурильной колонны

Слом, отвинчивание части бурильной колонны при СПО характеризуется резким уменьшением нагрузки на крюке против нормального. В процессе бурения слом бурильной колонны отмечается по резкому падению давления на насосах и отсутствию реакции ГИВ на подачу инструмента вниз или на приподнимание инструмента. При роторном бурении резко уменьшается момент на роторе.

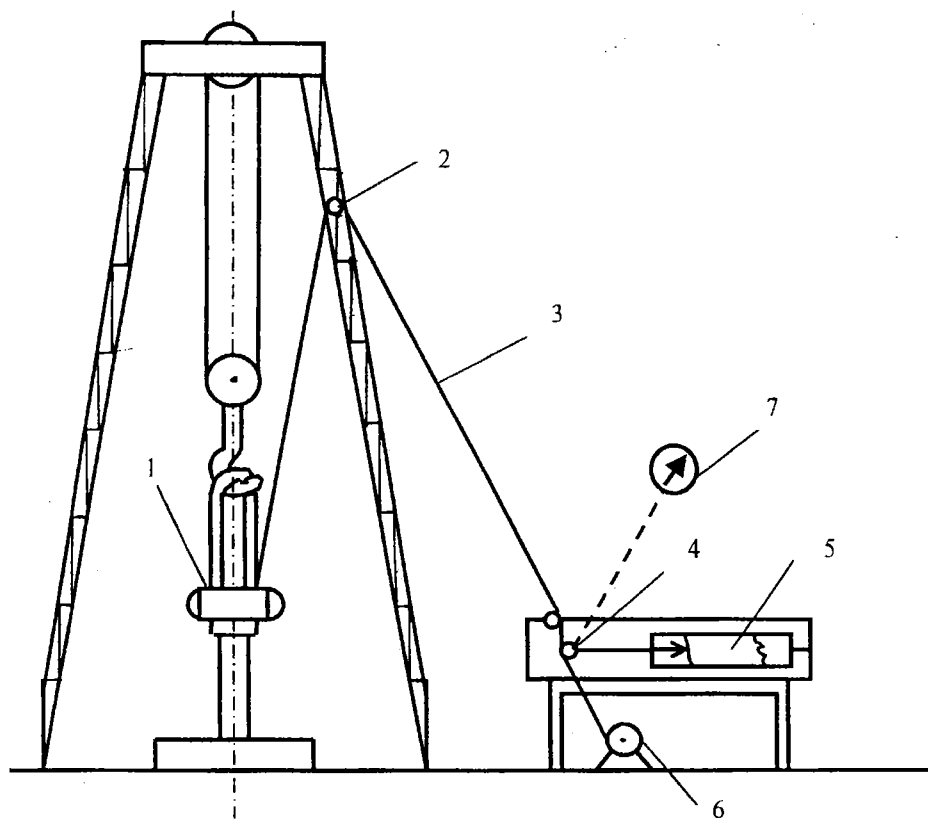


Рис. 9. Схема измерения с помощью прибора ИП-1.

- 1 – вертлюг;
- 2 – ролик;
- 3 – тросик;
- 4 – измерительное устройство;
- 5 – регистратор;
- 6 – пружинимотор;
- 7 – показывающий прибор

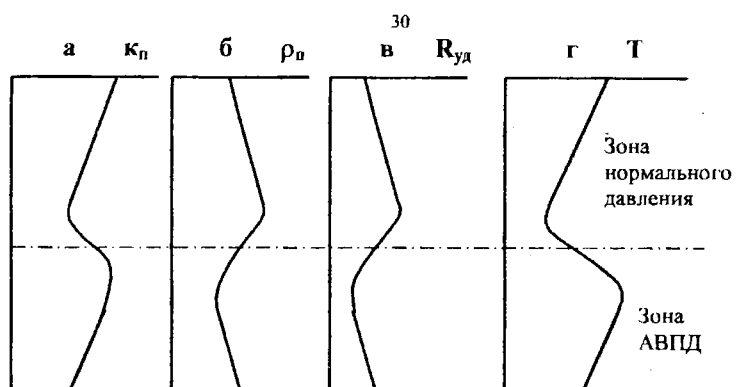


Рис. 10. Характер выделения зон АВПД по кривым изменения параметров глинистых пород с глубиной:

а – пористости κ_n ;

б – плотности ρ_n ;

в – удельного сопротивления $R_{уд}$;

г – интервал времени распространения акустических волн Т

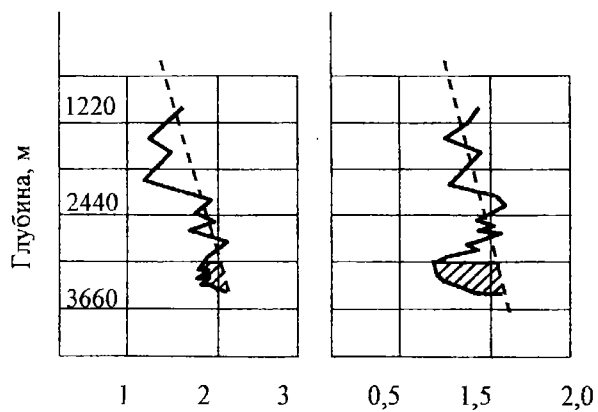


Рис. 11. Выделение зон АВПД с помощью d_k и

d_k – экспоненты:

----- нормальная тенденция изменения d_k – экспонент;

- зона АВПД

Образование свищей в бурильной колонне сопровождается уменьшением давления на стояке, ухудшается промывка забоя, что приводит к его зашламлению и, соответственно, росту момента на долоте. При турбинном бурении возможна остановка забойного двигателя.

3.8. Определение состояния (износа) долота

Износ вооружения шарошечных и других типов долот так или иначе сказывается на скорости разрушения горных пород. Поэтому при бурении однородных пород степень износа вооружения определяют по изменению механической скорости. При износе подшипников шарошечных долот наблюдаются кратковременные заклинки шарошек, что сопровождается резкими увеличениями момента на долоте.

При роторном бурении увеличение момента на долоте приводит к увеличению общего момента на роторе.

При турбинном бурении увеличение момента на долоте приводит, как правило, к уменьшению частоты вращения. Если бурение ведется турбобурами серии "А" с высокоциркулятивными турбинами, то при этом уменьшается перепад давления в турбобуре и давление на стояке. Отсюда, скачкообразные уменьшения давления на стояке при нормальной работе насоса свидетельствуют о заклинках опор долота.

При бурении объемным двигателем серии «Д», наоборот, заклинки долота приводят к росту перепада давления в двигателе и давления на стояке.

При электробурении признаком износа опор шарошечных долот служат резкие всплески силы тока электробура.

За рубежом выпускаются датчики крутящего момента на долоте, работающие в системах MWD и позволяющие постоянно получать информацию о моменте на долоте в процессе бурения. Четыре датчика деформации устанавливаются в УБТ над долотом, по схеме, приведенной на рис.13, и в зависимости от величины момента происходит увеличение или уменьшение электрического сопротивления соответствующих датчиков.

Показания момента на долоте позволяют определить степень износа зубков долота, момент заклинки шарошек долота, косвенно определять характер разбуриваемых пород, выбирать оптимальную нагрузку на долото, а сравнение показаний момента на роторе и долоте позволяют судить о состоянии ствола скважины.

3.9. Обнаружение поступления пластовых флюидов в скважину (проявлений)

Своевременное обнаружение газонефтеводопроявлений (ГНВП) позволяет предупредить развитие осложнения и принять эффективные меры по его ликвидации. Известны различные методы обнаружения ГНВП. Важной их характеристикой являются время, прошедшее от начала поступления пластового флюида до момента обнаружения $t_{об}$ и минимальный объем поступившего в скважину флюида W_{min} , который может быть зафиксирован.

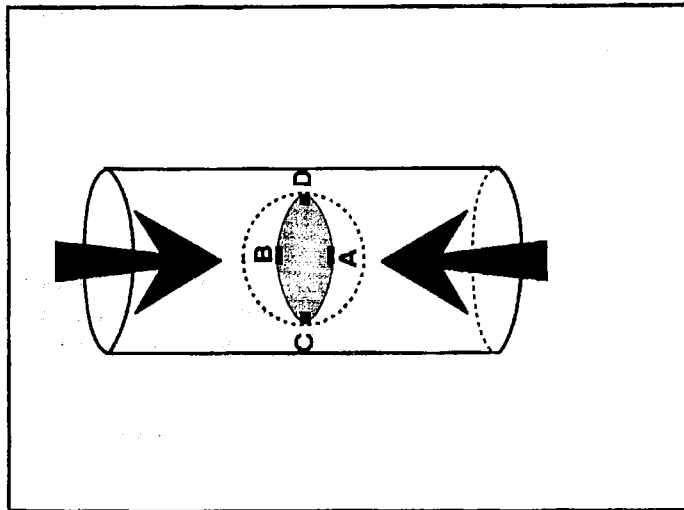


Рис.12. Схема измерения осевой нагрузки на долото на забое

A, B – растяжение датчиков;
C, D – сжатие датчиков

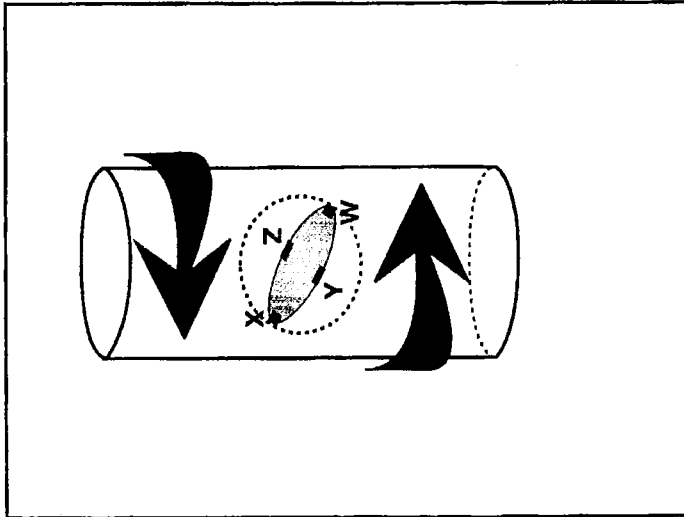


Рис.13. Схема измерения момента на долоте на забое

W, X – сжатие датчиков;
Y, Z – растяжение датчиков

Контроль уровня бурового раствора в приемных емкостях

Поступление пластового флюида приводит к увеличению объема циркулирующего бурового раствора и, соответственно, его уровня в приемных емкостях, что может быть обнаружено с помощью уровнемеров различных конструкций. Применяемый в отечественной практике уровнемер УП-11М имеет два поплавка. При изменении уровня жидкости поплавки поворачиваются относительно оси крепления, что фиксируется измерительной системой. Диапазон измерения уровня – 90 см, основная приведенная погрешность $\pm 6\%$ (± 5 см). При отклонении уровня жидкости от номинального более чем на 5 см выдается световой и звуковой сигнал.

При площади поверхности бурового раствора в емкостях $S=30\text{ м}^2$ минимальный фиксируемый объем составляет $W_{\min} = \Delta h S = 1,5\text{ м}^3$, что в ряде случаев может превысить предельно допустимый объем возможного поступления флюида с позиций предупреждения осложнения. Время, необходимое для обнаружения проявления

$$t_{\text{ог}} = \frac{\Delta h \cdot S}{q_{\text{пл}}}, \quad (3.17)$$

где $\Delta h = 5$ см – погрешность прибора; $q_{\text{пл}}$ – дебит пласта. При $q_{\text{пл}} = 1,5$ л/с, $\Delta h = 5$ см и $S = 30\text{ м}^2$ $t_{\text{ог}} = \frac{0,05 \cdot 30}{1,5 \cdot 10^{-3}} = 1000\text{ с} = 16,7\text{ мин.}$

Система фирмы «Мартин Денкер» включает четыре поплавка, установленные в каждой рабочей емкости. При изменении уровня раствора поплавок перемещается вдоль направляющей стойки, воздействуя установленным в нем магнитом на цепь потенциометра, установленного в стойке. Электрическая схема обеспечивает суммирование данных, получаемых от каждого поплавка и сравнение фактического объема бурового раствора с номинальным.

В приборах фирмы «Тотко» для измерения объема бурового раствора в емкостях также используют поплавковые уровнемеры. Специальный механизм преобразует вертикальное перемещение поплавка в пневматические сигналы, передаваемые по шлангу к самописцу.

Общим недостатком поплавковых уровнемеров является влияние на их показания налипания на поплавок твердой фазы бурового раствора.

Известны датчики уровня раствора в емкостях емкостного типа. При изменении уровня раствора изменяется электрическая емкость датчика. Этот принцип обеспечивает независимость показаний прибора от свойств раствора. Отсутствие движущихся частей и механических связей обуславливает высокую точность и надежность системы. Основная приведенная погрешность таких систем $\sim 1,5\%$, они реагируют на изменение объема $0,32\text{--}0,42\text{ м}^3$.

Контроль расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины

При поступлении пластового флюида в скважину в процессе бурения расход бурового раствора на выходе увеличивается по сравнению с закачиваемым. В случае притока флюида с дебитом, превышающим чувствительность

прибора, данный метод позволяет обнаружить проявление на наиболее ранней стадии.

Индикатор дифференциального расхода ИДР-1 имеет диапазон индикации дифференциального расхода ± 5 л/с («-» поглощение, «+» проявление). Приток с дебитом менее 5 л/с дифференциальный расходомер может не обнаружить. Поэтому ИДР-1 комплектуется еще и поплавковым уровнемером.

Контроль плотности бурового раствора в приемной емкости

Изменение плотности бурового раствора в процессе бурения может свидетельствовать о поступлении пластовых флюидов в скважину или о повышении вероятности ГНВП при снижении плотности бурового раствора по другим причинам.

Датчиками плотности бурового раствора в приемной емкости комплектуются станции «ГЕОТЕСТ-5», выпускаемые НПО «Геофизика».

Контроль давления в нагнетательной линии насосов

Если в процессе бурения в скважину поступает флюид с плотностью, существенно меньшей, чем у бурового раствора, то при небольших притоках, которые наиболее трудно обнаруживать, давление в нагнетательной линии насоса будет уменьшаться. Это связано с тем, что в затрубном пространстве будет скапливаться более легкий флюид, разность статических давлений в кольцевом пространстве и в трубах станет отрицательной, а увеличение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве из-за роста расхода не компенсирует данное уменьшение.

$$P_n = \Delta P_T + \Delta P_{кп} - h_{\phi}(\rho - \rho_{\phi})g, \quad (3.18)$$

где ΔP_T , $\Delta P_{кп}$ - соответственно, потери давления в трубах и кольцевом пространстве; h_{ϕ} , ρ_{ϕ} - высота столба по вертикали и плотность пластового флюида в скважине; ρ - плотность промывочной жидкости в кольцевом пространстве; $g = 9,81$ м/с² - ускорение силы тяжести.

Минимальный фиксируемый объем поступившего пластового флюида

$$W_{\min} = \frac{\Delta P_n \cdot S_{кп}}{\cos \alpha \cdot \Delta \rho \cdot g}, \quad (3.19)$$

где ΔP_n - чувствительность манометра на стояке; $S_{кп}$ - площадь кольцевого пространства; α - средний зенитный угол скважины в интервале нахождения пластового флюида в скважине; $\Delta \rho = \rho - \rho_{\phi}$.

При чувствительности манометра (отклонении давления от номинального, при котором подается сообщение о притоке) 0,5 МПа в вертикальной скважине, разбуриваемой долотом $\varnothing 215,9$ мм,

$$W_{\min} = 1,5-3,0 \text{ м}^3.$$

Контроль условий подъема буровой колонны

Большая часть проявлений (по некоторым данным до 70 %) происходит во время подъема колонны труб, т.к. при этом давление в скважине становится меньше давления столба бурового раствора. В процессе подъема скважину периодически или непрерывно доливают. Признаком поступления пластового флюида служит уменьшение объема раствора, израсходованного на долив

скважины, по сравнению с объемом поднятых труб. Естественно, для обнаружения проявления при подъеме труб на скважине необходимо иметь уровнемер в емкости долива, счетчик поднятых труб и процессор, подсчитывающий объем поднятых труб и сравнивающий его с объемом раствора, израсходованного на заполнение скважины.

Следует отметить, что указанные признаки проявлений могут в известной степени смазываться, если в скважину поступает газ, содержащий CO_2 или H_2S . Это связано с тем, что углекислый газ CO_2 и сероводород H_2S достаточно хорошо растворяются в буровых растворах. Вследствие этого объем поступившего газа как бы уменьшается. А проявление регистрируется, когда порции промывочной жидкости, содержащие растворенный газ, приближаются к устью скважины, когда вследствие уменьшения давления растворенный газ вновь переходит в газообразное состояние.

Известны методы определения начала проявления с использованием забойных датчиков. Они основаны на измерении времени пробега звуковой волны от датчика, установленного над долотом, до стенки скважины и обратно. При поступлении газа время пробега существенно возрастает, что и фиксирует забойная аппаратура и передает сообщение об этом на поверхность по гидравлическому каналу связи.

3.10. Определение места прихвата

Прихватом называется потеря подвижности колонны труб вследствие прилипания к стенке скважины, заклинка в желобе или упавшим предметом или куском породы, засыпания осевшим шламом и т.п. Для ликвидации прихвата (методом установки ванн, применением ударных механизмов и торпед и т.п.) важно знать верхнюю границу прихвата.

Расчетным методом глубину прихвата определяют по формуле

$$L = 1,05 \frac{E \cdot F}{\Delta G} \cdot \Delta l, \quad (3.20)$$

где E – модуль упругости материала труб; F – площадь сечения тела труб; Δl – удлинение колонны труб при увеличении растягивающего усилия на величину ΔG ; коэффициент 1,05 учитывает влияние замков.

Если принять $\frac{1,05 \cdot E \cdot F}{\Delta P} = \kappa$, то формула (3.20) примет вид

$$L = \kappa \cdot \Delta l \quad (3.21)$$

Значения « κ » в зависимости от размера и материала труб и величины ΔG приводятся в справочниках [8, 9].

Если прихваченная колонна труб состоит из секций разного размера или разного материала (СБТ, АБТ), то глубину прихвата находят из системы

$$\begin{aligned} L &= \sum_{i=1}^n l_i \\ \Delta l &= \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{\kappa_i} \end{aligned} \quad (3.22)$$

где l_i - длины секций колонны труб, начиная с устья; Δl - суммарное удлинение неприхваченной части колонны труб; n - количество секций неприхваченной части колонны труб.

Указанный метод не обладает высокой точностью, т.к. в нем предполагается, что силами трения колонны о стенки скважины можно пренебречь. Кроме того, в процессе работы площадь сечения тела труб из-за износа уменьшается. Так трубы III класса могут иметь площадь сечения на 35 % меньше номинальной. Это может привести к тому, что глубина прихвата будет определена с завышением.

Для более точного определения границы прихвата используют прихватопредельители (ПО) и индикаторы места прихвата (ИМП).

Работа ПО основана на свойстве ферромагнитных материалов намагничиваться при деформации предварительно намагниченных участков. ПО спускают на кабеле внутрь прихваченной колонны труб. Выше и ниже предполагаемой глубины прихвата ставят магнитные метки, представляющие собой намагниченный участок длиной около 0,2 м. Затем колонну расхаживают и проворачивают ротором в пределах безопасных нагрузок. В неприхваченной части магнитные метки стираются, а в прихваченной части – сохраняются. Замер после расхаживания позволяет определить верхнюю границу прихвата. Точность определения верхней границы прихвата определяется расстоянием между метками. К недостаткам ПО относится то, что с его помощью можно определить место прихвата лишь стальных труб.

Прибор ИМП измеряет деформацию труб в месте установки прибора во время расхаживания. Естественно, что ниже верхней границы прихвата деформация труб отсутствует, о чем и сигнализирует прибор.

3.11. Прогноз зон АВПД

При бурении разведочных скважин на месторождениях, геологические условия которых известны недостаточно хорошо, большую опасность представляет внезапное вскрытие пласта с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Поэтому в этих условиях очень важное значение имеет прогноз АВПД. Все методы прогноза основаны на том, что породы, служащие покрывной залежи с АВПД, в той или иной мере насыщаются углеводородами залежи, причем степень насыщения возрастает по мере приближения к кровле залежи. При этом свойства пород меняются – уменьшается их плотность, повышается пористость, уменьшается скорость распространения упругих волн и т.д. (рис.14).

По мере приближения к пластам АВПД возрастает поровое давление и, соответственно, уменьшается дифференциальное давление, что должно отражаться на механической скорости бурения. Но поскольку на скорость бурения существенно влияют нагрузка на долото и частота его вращения, для прогноза приближения к зонам АВПД используют так называемую d -экспоненту.

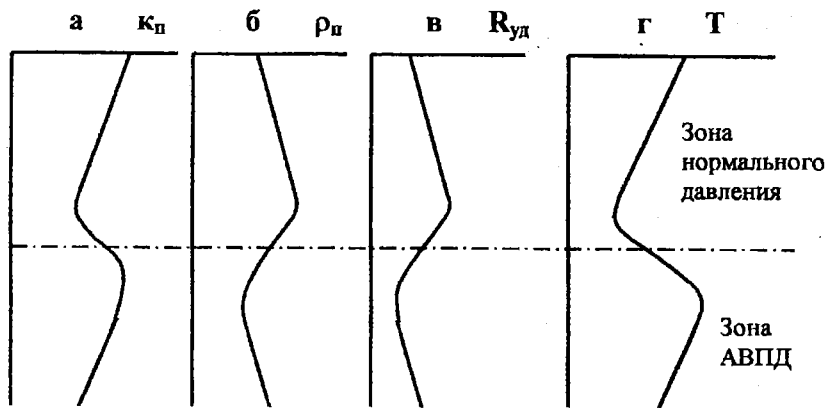


Рис. 14. Характер выделения зон АВПД по кривым изменения параметров глинистых пород с глубиной: а – пористости κ_n ; б – плотности ρ_n ; в – удельного сопротивления $R_{уд}$; г – интервал времени распространения акустических волн T

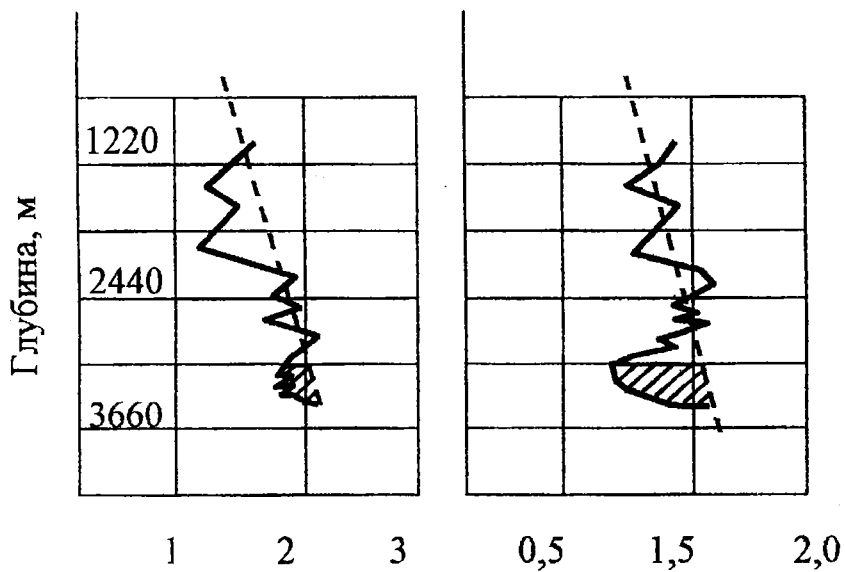


Рис. 15. Выделение зон АВПД с помощью d и d_k – экспоненты:
 - - - - - нормальная тенденция изменения d – экспонент;
 ▨ – зона АВПД

Метод d -экспоненты основан на использовании уравнения Бингама

$$V_M = A \cdot n \left(\frac{G}{D} \right)^d, \quad (3.23)$$

где V_M - механическая скорость проходки; n - частота вращения; G - нагрузка на долото; D - диаметр долота; A и d - эмпирические коэффициенты.

Коэффициент d в большой степени зависит от дифференциального давления, которое по мере приближения к зонам АВПД, как правило, уменьшается. На основе уравнения (3.23) Дж.Джорден и О.Ширли предложили метод прогноза зон АВПД путем анализа d -экспоненты, определяемой по формуле

$$d = \frac{\ln(V_M/197n)}{\ln(1,5 \cdot 10^{-6} \cdot G/D)}, \quad (3.24)$$

где $[V_M] = \text{м/час}$; $[n] = \text{об/мин}$; $[G] = \text{кН}$; $[D] = \text{см}$.

Находимая из формулы (3.24) d -экспонента изменяется обратно пропорционально механической скорости. Поэтому при разбуривании однородных глинистых отложений в зонах с нормальным пластовым давлением уплотнение глины с глубиной приводит к уменьшению скорости бурения и росту d -экспоненты. При приближении к зоне АВПД с уменьшением дифференциального давления скорость бурения возрастает, а d -экспонента уменьшается (рис.13).

Если в процессе бурения плотность промывочной жидкости изменяется, то рассчитывают модифицированную d_s -экспоненту.

$$d_s = d \left(\frac{q_{\text{grad}P_H}}{\rho \cdot q} \right), \quad (3.25)$$

где $q_{\text{grad}P_H}$ - градиент нормального порового давления (обычно около $12 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$); ρ - применяемая плотность промывочной жидкости.

Применение d и d_s -экспонент для прогноза приближения к зонам АВПД для одной из скважин Мексиканского залива показано на рис. 15.

3.12. Технические средства и способы контроля положения ствола скважины в пространстве

В процессе проводки скважины необходимо знать положение ствола скважины в пространстве. Особенно это важно при кустовом бурении, чтобы исключить встречу стволов двух скважин, при проводке наклонных скважин для глушения открытых фонтанов и т.д.

В настоящее время отсутствуют системы, непосредственно определяющие пространственное положение стволов скважин. Координаты точек ствола скважины определяются расчетом на основе последовательного измерения азимута и зенитного углов в различных точках ствола скважины инклинометрами.

Разрабатывалась, но не была доведена до промышленного изготовления, система непрерывного контроля положения забоя скважины в пространстве путем регистрации на поверхности сейсмодатчиками шумов, генерируемых работающим долотом.

Системы, позволяющие производить инклинометрические замеры, подразделяются на телеметрические и автономные. В телеметрических системах информация от скважинного прибора передается на дневную поверхность по каналу связи. В автономных системах скважинный прибор снабжен запоминающим устройством, и информация считывается после извлечения прибора из скважины.

Системы с каналом связи могут быть двух типов. Одни для получения информации требуют остановки бурения и спуска в скважину прибора на кабеле. В других, являющихся собственно телеметрическими, прибор встроен в бурильную колонну и информация поступает непрерывно или по запросу в процессе бурения по каналу связи.

По принципу действия инклинометры подразделяются на инклинометры с магнитной bussолью и гироскопические.

В инклинометрах с магнитной bussолью азимут скважины в точке измерения определяется с помощью магнитной стрелки, ориентирующейся в направлении магнитного меридиана. Погрешность измерения зенитного угла у большинства этих приборов составляет $0,5^{\circ}$, а погрешность определения азимута зависит от величины зенитного угла (табл.2).

Достоинством инклинометров с магнитной bussолью является их относительная простота конструкции и относительно невысокая стоимость. К их недостаткам относятся: невозможность измерения азимута внутри обсаженной скважины и в стальных бурильных трубах, трудности использования в высоких широтах (на полюсах Земли понятие азимута отсутствует).

Гироскопические инклинометры включают группу приборов, основанных на разных принципах. Общим у них является независимость показаний от магнитного поля Земли. Принцип действия собственно гироскопических инклинометров основан на свойстве гироскопа (волчка) сохранять положение своей оси относительно звезд.

В инерционных инклинометрах используется свойство акселерометров фиксировать угловые ускорения корпуса прибора при его движении по стволу скважины.

Вследствие суточного вращения Земли ось гироскопа в течение суток меняет свое положение относительно Земли, это обуславливает необходимость иметь в конструкции приборов схемы компенсации влияния вращения Земли на показания азимута, или учитывать это влияние, внося соответствующие поправки в показания. Гироскопические инклинометры обладают более высокой точностью, более сложны по конструкции, имеют более высокую стоимость.

В феррозондовых инклинометрах измерение азимута и зенитного угла выполняется с помощью трех жестко закрепленных магнитометров и акселерометров. Отсутствие подвижных частей и малые размеры феррозондов позволяют работать инклинометром в условиях вибрации и выполнять измерения с достаточно высокой точностью. Погрешность измерения азимута феррозондовых инклинометров составляет $0,5 \dots 1,0^{\circ}$, зенитного угла $0,1 \dots 0,25^{\circ}$.

Более подробно о конструкциях инклинометров и методиках расчета положения ствола скважины в пространстве см. в [4, 5].

Вследствие инструментальных и методических погрешностей положение ствола скважины определяется с ошибками, достигающими в ряде случаев десятков метров. В то же время, например, при бурении наклонной скважины для глушения открытого фонтана, необходимо знать взаимное расположение забоя наклонной скважины и ствола фонтанирующей скважины с более высокой точностью. Указанная задача, если в стволе аварийной скважины имеется колонна труб, решается с помощью электромагнитного метода. При этом к колонне труб подводится переменное напряжение 220 В, 50 Гц. Протекающий по трубам электрический ток создает вокруг колонны труб электромагнитное поле. Изменяя на забое наклонной скважины вектор напряженности магнитного поля можно определить расстояние и направление до ствола аварийной скважины. Применение данного метода позволило при глушении скважины №55 Харавейской площади провести наклонную скважину на расстоянии 0,4 м от ствола аварийной.

3.13. Способы оценки свойств разбуриваемых пород и насыщающих флюидов с помощью современных систем MWD

Практическая необходимость и экономическая целесообразность разработки и создания телеметрических систем с возможностью выдачи информации в процессе бурения были обусловлены в середине семидесятых годов резким ростом числа наклонно-направленных и морских скважин, проводка которых требовала частых инклинометрических измерений для геометрического построения траектории ствола скважины. Широкому распространению телеметрических систем способствовали появление в последнее десятилетие скважин со сложной траекторией, горизонтальных, многозабойных и необходимость восстановления бездействующих скважин путем бурения дополнительных стволов. Практика буровых работ показала, что успешное бурение подобных скважин без телеметрических систем невозможно. С переходом к бурению горизонтальных скважин, по продуктивным пластам малой мощности на месторождениях со сложным стратиграфическим строением или недостаточно изученных возникла необходимость получения дополнительной информации о проходимом геологическом разрезе для корректировки траектории скважины не только по геометрическим параметрам, но и с учетом геологии проходимого разреза. Для этого телесистемы MWD комплектуются различными геофизическими и технологическими датчиками, устанавливаемыми в КНБК:

- гамма-излучения;
- удельного сопротивления с различной глубиной зондирования;
- нейтронной пористости;
- объемной плотности;
- ультразвуковой измеритель диаметра ствола;
- двойной акустический измеритель;

- перепада давления внутри бурильного инструмента и в затрубном пространстве;

- вибрации бурильной колонны;
- нагрузки и момента на долоте.

Одновременное измерение фактической траектории скважины, оценка вскрываемых пород и информация о насыщающих их флюидах дают следующие преимущества:

- возможность управлять траекторией в зависимости от фактической геологии пласта;
- прокладывать горизонтальные стволы в вертикальных коридорах мощностью до 0,6 м;
- определять тип насыщающего пласт флюида (газ, нефть, вода);
- предвидеть границы пород и изменения характера насыщения пласта;
- проследить изменение характера насыщения пласта в процессе последующего освоения скважины;
- каротажные диаграммы, полученные в процессе бурения, могут оказаться единственной записью в горизонтальном стволе из-за осложнений в скважине.

В процессе бурения информация с датчиков передается на поверхность в реальном времени по гидравлическому или кабельному каналам связи. Большинство приборов имеют также забойный накопитель информации, которая воспроизводится после подъема КНБК на поверхность.

Схема определения границ сред в процессе бурения геофизическими методами приведена на рис.16. При подходе бурильного инструмента под определенным углом (α) к ожидаемой границе сред, а также, зная место расположения конкретного датчика по отношению к долоту (L) и радиус глубины исследования датчика (K), можно определить расстояние до границы пересечения сред долотом.

Датчики гамма-излучения измеряют количество естественного гамма-излучения пород и позволяют, в частности, четко выделять глинистые породы, обладающие высоким уровнем гамма-излучения.

При установке двух датчиков или сфокусированного датчика гамма-излучения можно сравнить радиоактивность пород верхней и нижней стенок горизонтального ствола или определить угол наклона пласта.

Датчики удельного сопротивления используются для определения типа жидкости, насыщающей пласт (газ, нефть, вода), позволяют определить зону поглощения.

Датчики нейтронной пористости, объемной плотности, двойной акустический измеритель дают дополнительную информацию о пласте, позволяющую интерпретировать каротажные диаграммы других методов.

Комплектация телесистемы MWD различными датчиками осуществляется в зависимости от условий бурения и поставленных задач. Обслуживает систему группа специалистов различных специальностей: инженеров-буровиков, геофизиков, геологов.

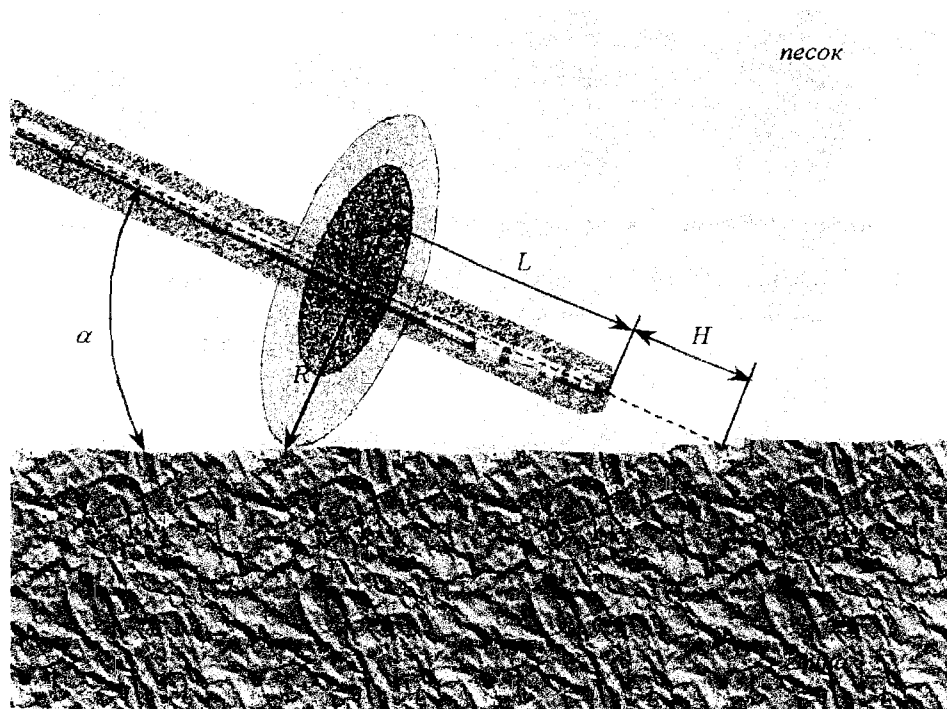


Рис.16.Схема определения границ сред в процессе бурения

α – угол встречи ствола скважины с границей пород.

R – глубина исследования датчика,

L – расстояние от долота до датчика;

H – проходка до встречи ствола скважины с нижней границей сред

Качество диаграмм зависит от механической скорости бурения и тщательности контроля за глубиной скважины. Естественно в полной комплектации система используется крайне редко.

3.14. Станции геолого-технологических исследований скважин

Информационное обеспечение процесса бурения осуществляется с помощью станций геолого-технологических исследований (ГТИ), которые начинают широко применяться при проводке скважин. Остановимся на одной из первых современных станций, появившихся в Западной Сибири в 1994 г. и последней разработке НПИФ «Геофизика», станции «ГЕОТЕСТ-5».

Компьютеризированная система оперативного контроля технологии бурения и траектории ствола скважины (КТТС) предназначена для информационного обеспечения строительства скважин специального профиля в сложных горно-геологических условиях. Разработана по заказу ОАО «СпецУБР» (г. Нижневартовск) и стоит на вооружении производственных предприятий ТОО РЕКОМГЕО.

Возможности системы:

- получение информации о технологических параметрах бурения, ее обработка и вычисление расчетных параметров;
- выдача оператору речевых сообщений об изменении режимов процесса бурения и выходе параметров за допустимые пределы;
- экспресс-анализ суммарного содержания углеводородных газов в выходящем из скважины буровом растворе, хроматографический анализ его компонентного состава с пятиминутной задержкой, автоматическая привязка данных к глубине;
- хроматографический анализ компонентного состава проб газовых смесей, подаваемых эпизодически вручную;
- ручной ввод с клавиатуры данных геологических исследований;
- запись в базу данных на жестком диске полного комплекса информации, ее хранение, отображение в реальном масштабе времени на дисплей и печать в функции времени и глубины;
- получение в процессе бурения информации о направлении движения забоя скважины и положении отклонителя, построение профиля ствола скважины и определение положения забоя относительно круга допуска;
- структура база данных позволяет передавать любую выборку информации с использованием модема, радиомодема или других устройств межкомпьютерной связи.

Состав системы:

- забойная инклинометрическая система ЗИС-4 с электромагнитным каналом связи;
- датчики технологических параметров бурения;
- датчик оборотов лебедки устанавливается на валу лебедки, измеряет перемещение талевого блока, его показания используются для получения инфор-

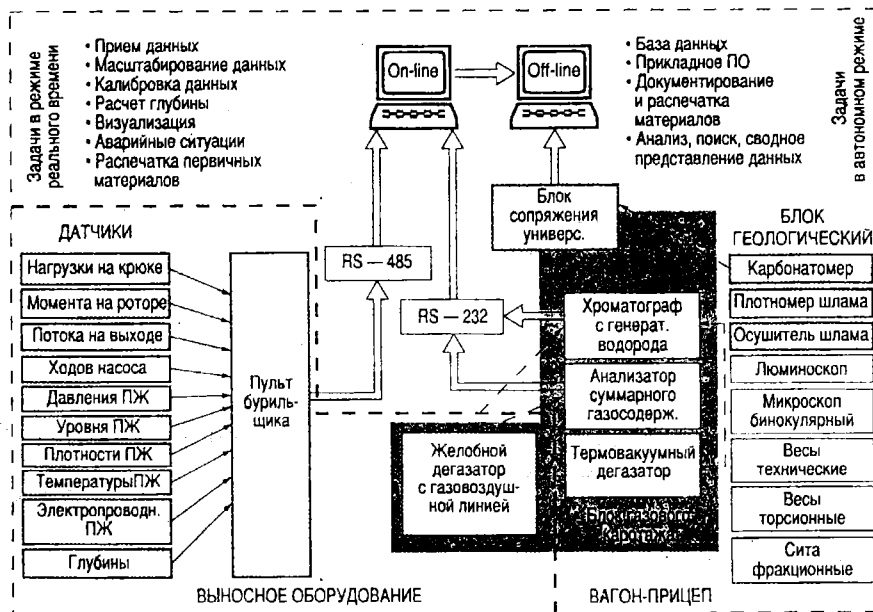


Рис. 17. Функциональная схема станции ГТИ

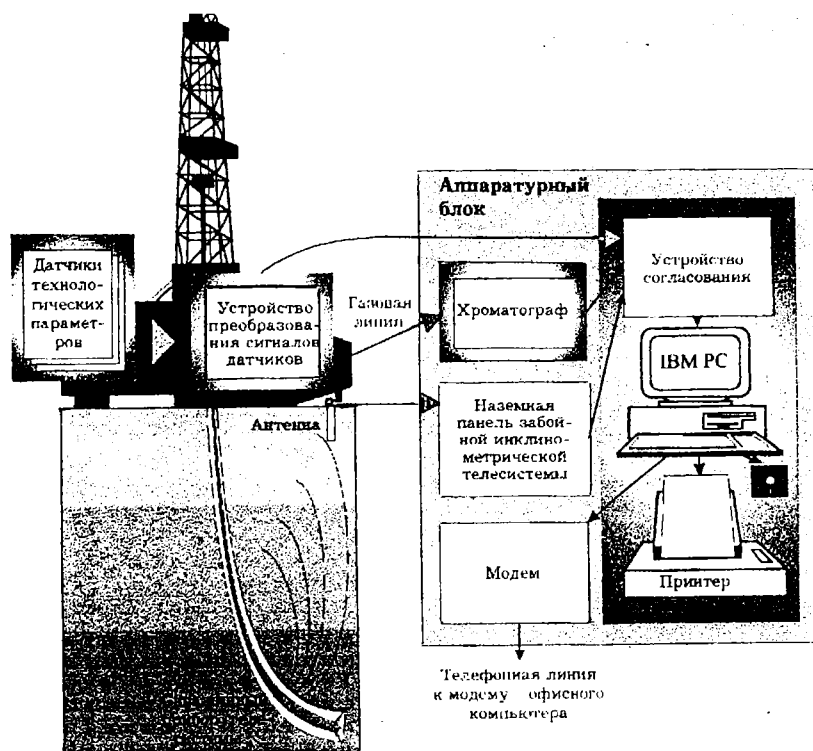


Рис.18 . Функциональная схема системы КТТС

мации о глубине скважины, глубине положения долота, скорости бурения, скорости перемещения бурового инструмента;

- датчик веса на крюке устанавливается на неподвижной ветви талевого каната, его показания используются для получения информации о весе на крюке и нагрузке на долото;

- датчик давления в нагнетательной линии буровых насосов монтируется в измерительную линию буровой и измеряет значение давления;

- анализатор суммарного содержания углеводородных газов в буровом растворе обеспечивает непрерывный контроль концентрации углеводородных газов в буровом растворе с мгновенной реакцией на ее изменение;

- хроматограф для определения содержания водорода и углеводородных газов в газовых смесях;

- компьютеризированный комплекс обработки информации.

Функциональная схема системы КТТС приведена на рис.18.

Вторая станция геолого-технологического мониторинга «ГЕОТЕСТ-5» разработана НИФ «Геофизика» в 2000 г.

Станция «ГЕОТЕСТ-5» позволяет решить целый комплекс геолого-геохимических, технологических, экологических, экономических и информационных задач.

Геологические задачи:

- литологическое расчленение разреза;

- выделение опорных пластов в разрезе, прогнозирование и определение момента вскрытия коллектора;

- определение фильтрационно-емкостных свойств коллектора;

- определение характера насыщения коллектора;

- выделение зон АВПД.

Технологические задачи:

- оптимизация процесса бурения;

- прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций;

- контроль за соблюдением технологического режима бурения.

Информационные задачи:

- сбор и хранение в базе данных полной информации по исследуемой скважине;

- сбор и хранение в центральной базе данных обобщающей информации по ранее пробуренным скважинам;

- передача данных с каждой буровой в центральный пункт (УБР, объединение).

Экологические задачи:

- прогнозирование и предотвращение выбросов нефти и газа в атмосферу, обнаружение и предотвращение межинтервальных перетоков пластовых флюидов.

Экономические задачи:

Снижение затрат на проводку скважин, снижение стоимости метра проходки.

Функциональная схема станции ГТИ приведена на рис.17.

4. КАНАЛЫ СВЯЗИ ЗАБОЯ С ПОВЕРХНОСТЬЮ

Информация с забоя скважины может быть передана на поверхность – по кабелю (проводной канал связи), по бурильной колонне, по жидкости внутри колонны труб (гидравлический канал) и по горной породе.

Проводной канал связи используется при геофизических исследованиях скважин, поскольку геофизические приборы, как правило, спускаются в скважину на кабеле.

При бурении электробуром внутри бурильной колонны проходит силовой кабель, который может использоваться для передачи информации. При этом используется система СТЭ, с помощью которой по силовому кабелю передаются на поверхность данные об азимуте и зенитном угле скважины и о положении отклонителя. В принципе возможна по этому кабелю и передача любой другой информации. Известны случаи использования электробуровских труб с кабелем и в турбинном бурении при проходке наклонных скважин. В этом случае над забойным двигателем устанавливается блок глубинных датчиков системы СТТ, питаемых по кабелю с поверхности.

Известны телеметрические системы с бросовым кабелем связи, вводимым внутрь бурильной колонны через вертлюг или специальный переводник. Недостатками таких систем являются определенные затруднения при наращивании и спуско-подъемных операциях, и при ликвидации аварий.

В системах с гидравлическим каналом связи проводником служит жидкость внутри бурильной колонны, а переносчиком информации – положительные или отрицательные импульсы давления, создаваемые путем перекрытия канала, по которому движется жидкость, или наоборот, открытием перепускного отверстия, соединяющего полость внутри колонны труб с затрубным пространством (рис.19).. Соответствующая модуляция этих импульсов позволяет передавать последовательно до 20-30 параметров, в частности, азимут и зенитный угол, положение отклонителя, характер насыщения (нефть, газ, вода) разбуриваемых пород, расстояние до границ (кровли и подошвы) пласта и т.п. Недостатком телеметрических систем с ГКС является достаточно сильное затухание сигнала, особенно на высоких частотах.

Известны телеметрические системы (ТС) с электромагнитным каналом связи (ЭМКС). Если на электроды, разделенные неэлектропроводящей вставкой (рис.20), подавать переменное напряжение, то в окружающих скважину породах возбуждается электромагнитное поле, воспринимаемое приемником на поверхности. Модуляция этого поля позволяет передавать необходимую информацию.

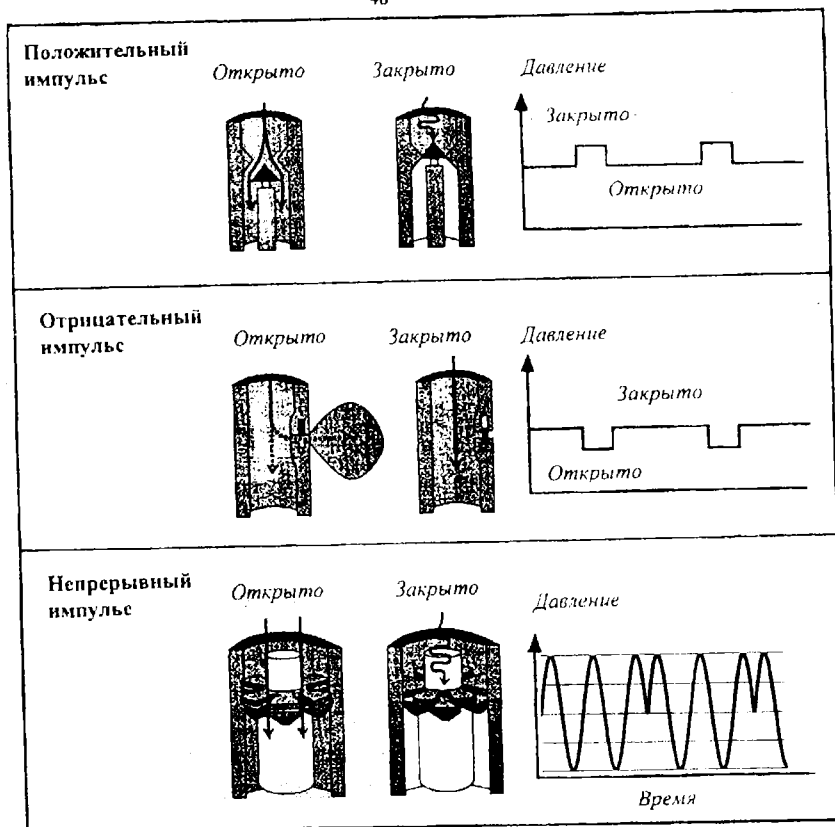


Рис. 19. Разновидности гидравлических каналов связи

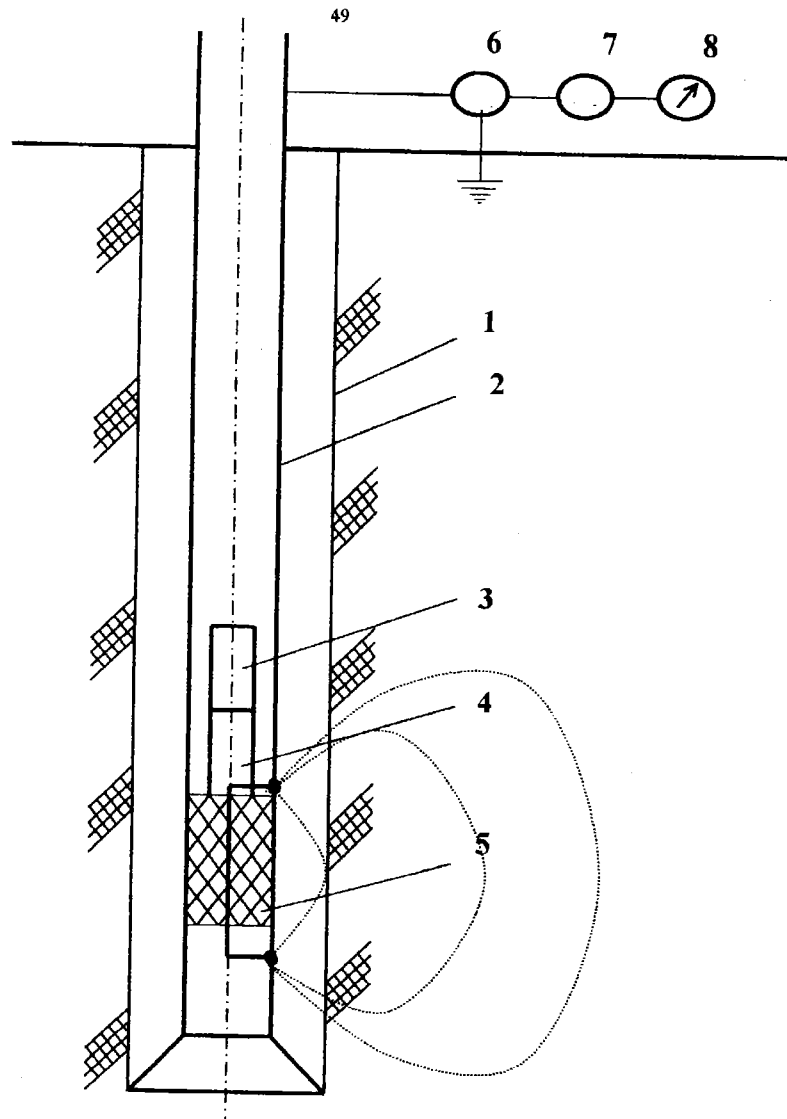


Рис.20. Принципиальная схема ТС с электромагнитным каналом связи;

- | | |
|----------------------------------|------------------------|
| 1 – стенка скважины; | 6 – приемник сигналов; |
| 2 – буровая колонна; | 7 – усилитель; |
| 3 – турбина генератора; | 8 – вторичный прибор |
| 4 – генератор; | |
| 5 – неэлектропроводящая вставка; | |

К недостаткам ТС с ЭМКС относятся:

- сильное затухание сигнала, особенно в низкоомных разрезах (содержащих соли или пласты с минерализованной водой) и при использовании минерализованных растворов;
- необходимость установки в бурильной колонне неэлектропроводной и в то же время достаточно прочной вставки;
- необходимость иметь в составе забойного устройства электрогенератор для питания забойной аппаратуры.

Подробнее о телеметрических системах см. в [7].

5. ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ ПОЛУЧЕНИЯ И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ О ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО МАСШТАБА ВРЕМЕНИ

В соответствии с п.2.7.1.2 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (М., 1998) в процессе бурения должны постоянно контролироваться и регистрироваться следующие параметры: вес на крюке, нагрузка на долото, плотность БПЖ, расход БПЖ на входе и выходе из скважины, давление на манифольде, уровень БПЖ в приемных емкостях при бурении, крутящий момент на роторе.

Однако, на значительной части буровых предприятий при проводке скважин постоянно регистрируется из вышеперечисленных параметров только нагрузка на крюке с помощью манометра-самописца прибора ГИВ-6, что не соответствует требованиям «Правил...» и не позволяет технологическим и геологическим службам буровых предприятий оперативно получать информацию о режимах бурения скважин. Таким образом, назрела необходимость использования новых технологий с применением спутниковой связи и компьютерной техники для оперативного сбора и обработки информации о процессе бурения и управления этим процессом.

В СССР в конце 80-х годов XIX столетия проводился эксперимент по использованию СКУБ (система контроля управления бурением) производства НИИ г.Ивано-Франковска, но ввиду сложности и конструктивной недоработки был прекращен.

В 1997 г. ИНФ «Геофизика» и АНК «Башнефть» (Россия, Башкортостан) начали работу по созданию станции контроля процесса бурения (СКПБ) «Леуза-1» [10]. В 2000 г. началось повсеместное использование СКПБ «Леуза-1» на буровых. Эта станция представляет собой информационно-измерительную систему сбора и представления информации о процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Программное обеспечение (ПО) СКПБ «Леуза-1» предназначено для сбора, хранения и обработки информации, поступающей с датчиков, установленных на буровой.

ПО обеспечивает в реальном масштабе времени следующие возможности: прием через спутник и оперативную обработку информации от датчиков, установленных на буровой; визуализацию информации на мониторе в виде диа-

грамм и таблиц; формирование базы данных в реальном времени с дальнейшим сохранением всей информации на жестком диске и возможностью передачи этой информации на различные носители информации; выдачу оперативной информации на печать, а через интернет – в любую точку мира (рис.24).

В комплект ПО входят 2 программы: для регистрации 8 параметров и для просмотра и распечатки данных. Можно получить прямую информацию на пульте буровщика (рис.22) о нагрузке на крюке, частоте ходов насоса, давлении БГДЖ на входе в скважину, плотности БГДЖ; расчетную – о нагрузке на долото, механической скорости, скорости СПО.

В настоящее время успешно работают в АНК «Башнефть» более десяти станций «Леуза-1», в том числе и в Западной Сибири. Схема передачи информации: буровая-спутник-ЦОИ (центр обработки информации) АНК «Башнефть» – через интернет в КИВЦ (кустовой информационно-вычислительный центр) и далее в компьютеры УБР (управлений буровых работ).

Постоянно ведутся работы по усовершенствованию «Леузы», повышению ее информативности и надежности. Планируется выйти не только на получение чисто фактической информации с буровых, но и одновременно сравнение ее с проектными для определения отставания или опережения запланированного графика процесса проводки скважины.

За рубежом с примерно таким же или большим объемом получаемой информации серийно выпускаются системы СКУБ фирмами «Индастрис» (США), «Барроид» (США), «Жеосервис» (Франция), «Мартин Деккер» (США), «Матра» (Франция) [11].

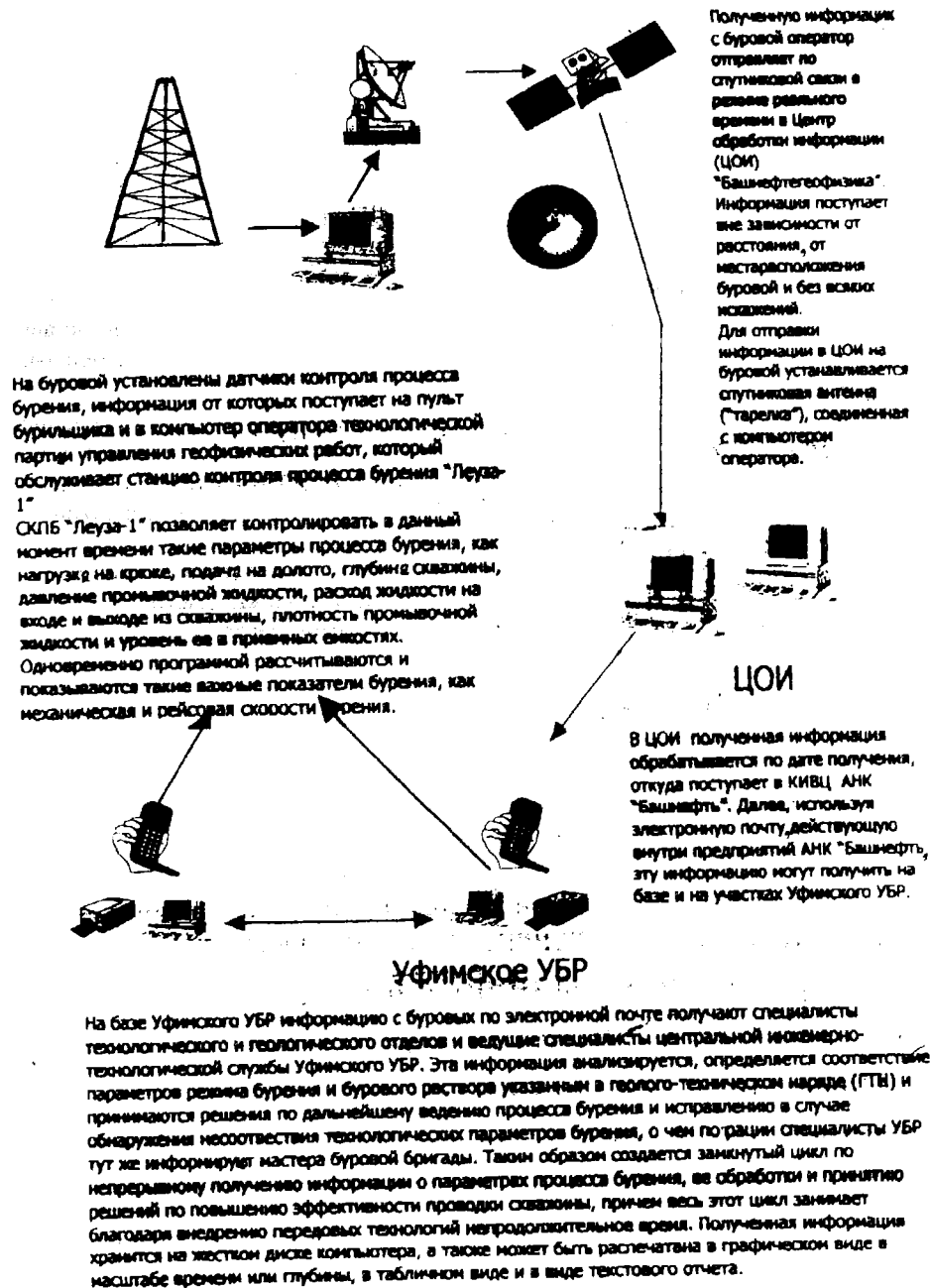


Рис.21. Схема передачи информации

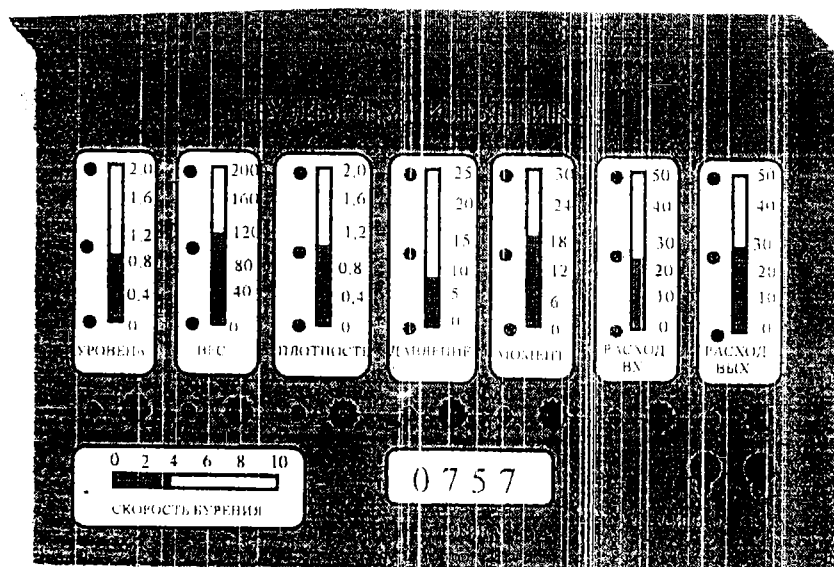


Рис.22. Внешний вид пульта бурильщика

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дашков В.И., Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. –М.: Недра, 1980.
2. Калинин А.Г. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник. –М.: Недра, 1997.
3. Новицкий П.В. Основы информационной теории измерительных устройств. –Л.: Энергия, 1968.
4. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. –М.: Недра, 1987, 215 с.
5. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник. –М.: Недра, 1997
6. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочник. –М.: Недра, 1991.
7. Телеметрические системы в бурении: Учеб. пособие. /Т.О.Акбулатов, Л.М.Левинсон, В.Х.Самигуллин, М.Р.Мавлютов. –Уфа: УГНТУ, 2000.
8. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. –М.: Недра, 1990.
9. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. –М.: Недра, 1988.
10. Информационно-измерительная система сбора и представления информации о процессе бурения поисковых и разведочных скважин. –Уфа: ИПЦ «Геокомплекс», 1999.
11. Левицкий А.З. Использование геолого-технической информации в бурении. –М.: Недра, 1992.

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ.....	3
2.	НЕКОТОРЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ ИНФОРМАЦИИ.....	11
2.1.	Информация и энтропия.....	11
2.2.	Погрешности измерений. Оптимальный рабочий диапазон измерительных устройств. Нормирование погрешностей.....	13
2.3.	Информативность параметров.....	17
3.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ.....	18
3.1.	Измерение нагрузки на вышку и талевую систему, веса буровой колонны и осевой нагрузки на долото.....	18
3.2.	Определение частоты вращения долота.....	23
3.3.	Измерение расхода промывочной жидкости.....	23
3.4.	Измерение момента затяжки резьбовых соединений.....	25
3.5.	Измерение крутящего момента ротора.....	27
3.6.	Регистрация показателей процесса.....	28
3.7.	Определение целостности буровой колонны.....	28
3.8.	Определение состояния (износа) долота.....	31
3.9.	Обнаружение поступления пластовых флюидов в скважину (проявлений).....	31
3.10.	Определение места прихвата.....	35
3.11.	Прогноз зон АВПД.....	36
3.12.	Технические средства и способы контроля положения ствола скважины в пространстве.....	38
3.13.	Способы оценки свойств разбураемых пород и насыщающих их флюидов с помощью современных систем.....	40
3.14.	Станции геолого-технологических исследований скважин.....	43
4.	КАНАЛЫ СВЯЗИ ЗАБОЯ С ПОВЕРХНОСТЬЮ.....	47
5.	ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ ПОЛУЧЕНИЯ И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ О ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО МАСШТАБА ВРЕМЕНИ... СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	49 54

Учебное издание

Акбулатов Тимур Османович, Акчурин Хамзя Исакович,
Левинсон Лев Михайлович, Самигуллин Валерий Хакимович

Информационное обеспечение процесса бурения

Редактор А.А. Синилова

Подписано в печать 20.11.01. Бумага офсетная. Формат 60х84 1/16.
Гарнитура "Таймс". Печать трафаретная. Усл.-печ. л. 3,5. Уч.-изд. л. 3,1.
Тираж 300 экз. Заказ 09/03.

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета

Адрес издательства:
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Типография Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Полиграфия DISETAN 450075, г.Уфа пр. Октября, 133