

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ОТКРЫТЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**Кафедра охраны недр и рационального природопользования**

**УТВЕРЖДАЮ**  
**Проректор по учебной работе**

**А.К.Порцевский, Р.А.Ганджумян**

**Оптимизация буровых и  
горно-разведочных работ,  
планирование эксперимента**

**Учебное пособие  
для студентов специальностей:**

**080700 «Технология и техника разведки месторождений  
полезных ископаемых»**

**090700 «Проектирование, сооружение и эксплуатация  
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»**

**Москва 2005 г.**

## Введение

### Цель изучения дисциплины и её значение

Дисциплина предусмотрена в Государственном Образовательном Стандарте высшего профессионального образования по направлению **«Прикладная геология»** и включает следующие основные понятия:

понятие о методах и средствах оптимизации; критерии оптимизации, методы принятия решений; создание моделей, их оценка, использование ЭВМ; регуляторы, автоматизированные системы оптимизации технологических процессов; методы и средства исследований в бурении и горно-разведочных работах; вопросы методологии исследований, планирование и проведение эксперимента; обработка материалов эксперимента и оценка результатов; средства проведения эксперимента; выработка вариантов решения на основе прогнозирования ситуаций.

Цель изучения дисциплины: получение математических знаний о планировании, проведении экспериментов и обработке их результатов.

### График изучения дисциплины

В учебном плане МГОУ по направлению «Прикладная геология» для специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (080700) предусмотрена дисциплина **«Оптимизация буровых и горно-разведочных работ, планирование эксперимента»**:

Специальность	Дисциплина	Очный курс, часы	Количество часов, Лекц / лаб / практ	Зачёт, экзамен
<b>080700</b>	Полный курс VI курс	60	8/4	Зач.
	Сокращённый курс IV курс	60	8/4	Зач.

**Примечание.** Изучение дисциплины завершается проверкой знаний по тестам и контрольным работам, итоговые знания студентов оцениваются на зачёте.

Технология и оптимизация режимов бурения глубоких скважин на нефтегазовых месторождениях интересует не только студентов-геологов, но и студентов специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» (090700).

**Осложнения**, возникаемые при бурении скважин, рассмотрены в учебном пособии авторов «Безопасность жизнедеятельности при горных и горно-разведочных работах» (спецчасть для студентов специальности 080700 и 090700).

## Проектирование режимов бурения

Большинство факторов, определяющих темп углубления скважины, имеет **вероятностную** природу, и поэтому на новых площадях трудно сразу подобрать оптимальный режим бурения. На новых площадях для первых скважин его проектируют по результатам бурения на соседних площадях со сходными геологическими условиями, затем уточняют по результатам бурения разведочных и опорно-технологических скважин: изучают геологическое строение площади, осложнённость разреза, пластовые давления. По керну, отобранному из скважин, изучают физико-механические свойства горных пород. На основе исследований корректируют конструкцию, режим бурения скважин, типы долот.

Параметры режима бурения можно установить и по **эмпирическим зависимостям** эффективности разрушения горных пород и работоспособности долот. Трудность применения этого метода заключается в том, что при бурении встречается очень много сочетаний типов долот и пород с различными механическими свойствами. Поэтому для установления эмпирических зависимостей необходим большой объём экспериментальных исследований. Поэтому в настоящее время развиваются **методы оперативного управления процессом бурения** и разрабатываются технические средства, обеспечивающие отработку долот в оптимальном режиме.

После бурения достаточного числа скважин режим может быть уточнён по промысловым **статистическим данным**. Сущность этого метода заключается в том, что показатели работы долот группируют по сопоставимым интервалам (режимным пачкам). Затем полученные данные обрабатывают с привлечением различных **методов математической статистики** и выбирают наиболее эффективные модели долот и турбобуров (электробуров), а также параметры режима бурения, при которых достигаются наиболее высокие показатели бурения (механическая или рейсовая скорости бурения, минимум себестоимости 1 м проходки). Хотя этот метод проектирования режимов наиболее распространён, он имеет и ряд **недостатков**, заключающихся в том, что лучший режим бурения выбирают из уже имеющихся; а результаты анализа зависят от полноты и достоверности данных, внесённых в карточки отработки долот; а также необходим большой объём фактического материала.

Статистические методы обработки промысловых данных дают возможность выявить влияние различных факторов на процесс бурения и получить **аналитические функции**, связывающие эти факторы с основными показателями процесса. Исследуя эти функции, можно определить степень и направление влияния каждого входного фактора и выбрать наиболее оптимальные сочетания параметров режима бурения.

Однако, если, например, необходимо исследовать влияние трёх факторов на процесс бурения и для полного исследования задать по пять значений каждого фактора, то необходимо провести огромное количество -  $5^3=125$  экспериментов (не считая повторений каждого эксперимента). Естественно, провести исследования в таком объёме в промысловых условиях невозможно, поэтому приходится идти по пути сокращения числа исследуемых факторов и уменьше-

ния числа их повторений. Такие эксперименты не дают возможности охватить влияние всех исследуемых факторов и позволяют решать только отдельные, частные задачи.

## I. Основы математической статистики

### 1. Вероятность

**Вероятность** случайного события – отношение числа «благоприятных» событий к общему числу событий («благоприятных –  $n$ » и неблагоприятных –  $m$ ):

$$P(n) = \frac{n}{n+m}$$

**Сочетание** – подмножество из « $r$ » элементов множества, содержащего « $k$ » элементов. Число всех возможных сочетаний из « $r$ » по « $k$ »:

$$\tilde{N}_k^r = \frac{k!}{r!(k-r)!} \quad ; \quad r \leq k$$

Например, число сочетаний на процесс бурения трёх факторов из общего их количества, например, пяти - равно:

$$C_5^3 = \frac{1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 5}{1 \cdot 2 \cdot 3 (5-3)!} = \frac{4 \cdot 5}{1 \cdot 2} = 10$$

Вероятность совместного действия нескольких событий равна произведению вероятностей каждого из этих событий:

$$P(A \cap B) = P(A) P(B)$$

Вероятность выпадения « $k$ » событий (случайных величин) из множества « $n$ » событий вычисляется по биномиальному закону:

$$P(n; k) = C_n^k P^k (1-P)^{n-k} \quad ; \quad k \leq n$$

**Общее число измерений ( $M$ )** по нескольким независимым факторам ( $N$ ), при некотором количестве измерений по каждому фактору ( $K$ ), - равно:

$$M = K^N$$

### 2. Ошибки.

За наиболее вероятное значение измеряемой величины принимается её среднее арифметическое значение, вычисленное из всего ряда измеренных значений:

$$\bar{X} = \frac{\sum X_n}{n}$$

Нормальный закон распределения ошибок (Гаусса) – основной закон – выполняется при соблюдении условий:

а) ошибки измерений принимают непрерывный ряд значений;

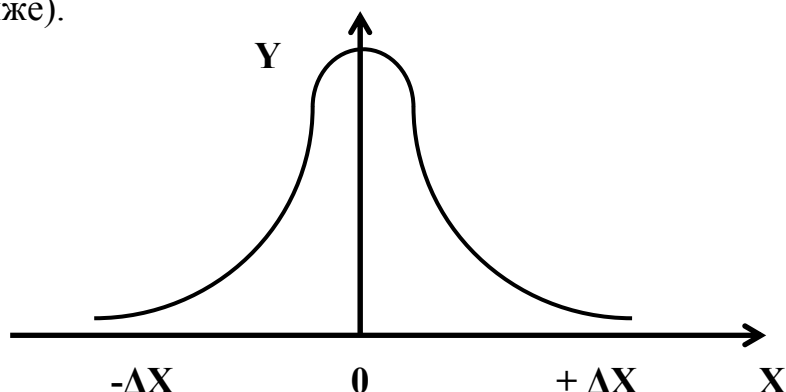
б) при большом числе наблюдений ошибки одинаковой величины, но разного знака, - встречаются одинаково часто;

в) большие ошибки наблюдаются реже, чем малые.

Закон описывается функцией:

$$y = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\Delta x)^2}{2\sigma^2}\right)$$

где  $\sigma^2$  – дисперсия измерений, она же - среднеквадратичная ошибка  $s_n^2$  (см. ниже).



В случае, если по нормальному закону распределены не результаты измерений, а их логарифмы, тогда за наибольшее вероятное значение измеряемой величины будет среднее геометрическое из наблюдаемых значений:

$$\bar{X} = \sqrt[n]{X_1 \cdot K \cdot X_n}$$

### 3. Оценка событий

Средняя квадратичная ошибка:

$$s_n = \sqrt{\frac{(\bar{X} - X_1)^2 + K + (\bar{X} - X_n)^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{\sum (\bar{X} - X_i)^2}{n-1}}$$

где  $\bar{X}$  – среднее арифметическое значение.

Коэффициент вариации – относительная величина средней квадратичной ошибки:

$$w = \frac{s_n}{\bar{X}} 100\%$$

Средняя арифметическая ошибка (корень квадратный из дисперсии  $s^2$ ):

$$r_n = \frac{\sum_{i=1}^n |\bar{X} - X_i|}{n}$$

При  $n > 30$   $s_n = 1.25 r_n$  или  $r_n = 0,8 s_n$

Характеристика величины случайной ошибки:

- доверительный интервал – величина ошибки, т.е.  $s_n$ ;
- доверительная вероятность (коэффициент надёжности) – вероятность того, что результат измерения отличается от истинного значения ( $\bar{X}$ ) на величину, не большую чем  $(s_n - \alpha)$ ,

где  $\alpha$  – коэффициент надёжности, обычно равен  $\alpha = 0,9 \div 0,95$ .

Такую доверительную вероятность даёт удвоенная среднеарифметическая ошибка:

$$(2 s_n) \longrightarrow \alpha = 0,95$$

Средняя квадратичная ошибка суммы (разности) двух (нескольких) независимых величин равна:

$$s_z = \sqrt{s_x^2 + s_y^2} \quad ; \quad \text{если} \quad z = x + y$$

Средняя квадратичная погрешность среднего арифметического равна средней квадратичной погрешности отдельного результата эксперимента ( $s$ ), делённая на корень квадратный из числа измерений ( $n$ ):

$$s_y = s_x = \frac{s}{\sqrt{n}}$$

Необходимое число измерений ( $N$ ) для получения случайной ошибки ( $\varepsilon$ ) с надёжностью ( $\alpha$ ):

$$\varepsilon = \frac{\Delta X}{s}$$

$\varepsilon$	$\alpha$	$N$
1	0,9	5
1	0,95	7
2, т.е. ( $2s_n$ )	0,9	13
2, т.е. ( $2s_n$ )	0,95	18

#### 4. Учёт промахов

Вычисляется относительное уклонение подозрительного значения ( $X_k$ ) от среднего арифметического ( $\bar{X}$ ) в долях средней квадратичной ошибки:

$$v_{\max}^{\text{расч}} = \left| \frac{\bar{X} - X_k}{s_n} \right|$$

Далее можно по таблице V работы [1] определить наибольшее уклонение ( $v_{\max}^{\text{табл}}$ ) при данном количестве измерений.

Если вычисленное уклонение  $v_{\max}^{\text{расч}} > v_{\max}^{\text{табл}}$ , то подозреваемое измерение ( $X_k$ ) нужно отбросить - как промах.

## 5. Способ наименьших квадратов

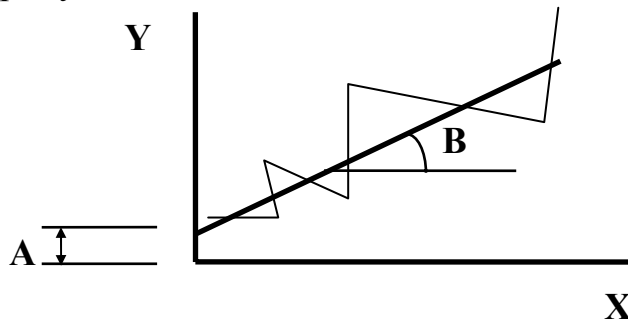
Задание: необходимо провести прямую в плоскости, которая наиболее точно отображала бы график искомой функции ( $n$  – число измерений)

$$y = a x + b$$

$$a = \frac{n \sum(X \cdot Y) - \sum X \cdot \sum Y}{\sqrt{n \sum X^2 - (\sum X)^2} \cdot \sqrt{n \sum Y^2 - (\sum Y)^2}} \cdot \frac{\sqrt{\sum(Y - \sum Y/n)^2}}{\sqrt{\sum(X - \sum X/n)^2}}$$

$$b = \frac{\sum Y}{n} - a \frac{\sum X}{n}$$

Способ наименьших квадратов не позволяет выбрать вид функции, связывающей два переменных (только прямая), но многие функции можно представить через новые переменные в виде  $y = a x + b$  и найти аппроксимирующую прямую.



## 6. Построение гистограмм

Результаты измерений распределяются по группам, в каждой группе определяется среднее арифметическое значение, подсчитывается количество значений в каждой группе и общее количество значений, затем определяются относительные величины средних арифметических значений по каждой группе, делённые на общее число всех значений. Строится гистограмма.

$X_i$	$\bar{X}_i$	$n_i$	$\frac{X_i}{n_i}$
-------	-------------	-------	-------------------

		$\Sigma n_i$	

## 7. Прямые регрессии, регрессивный анализ

Построение графика (прямой), связывающего две независимые величины  $X$  и  $Y$ , возможно, используя коэффициенты корреляции и регрессии.

При  $y = a x + b$  прямую можно задать, например, в таком виде:

$$y = \bar{Y} + b_{y/x} \cdot (X - \bar{X})$$

где  $\bar{X}, \bar{Y}$  - средние арифметические значения переменных.

$b_{y/x} = r \frac{s_y}{s_x}$  - эмпирический коэффициент регрессии «Y» по «X»;

$r$  - эмпирический коэффициент корреляции (должен быть в диапазоне  $r=0,7 \div 1$ )

$$r = \frac{\Sigma[(x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y})]}{\sqrt{\Sigma(x_i - \bar{X})^2 \Sigma(y_i - \bar{Y})^2}} = \frac{1}{s_x s_y} \frac{1}{n} \Sigma[(x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y})]$$

$s_x, s_y$  - выборочные дисперсии по «Y» и по «X» (среднеквадратические ошибки – см. выше).

## 8. Нелинейная корреляция

Если получено поле точек на плоскости, то ось абсцисс разбивают на  $8 \div 10$  частей ( $k$ -участков) и для каждого участка подсчитываются условные  $\bar{Y}_{/x}$ , т.е. среднеарифметические значения «Y» по «X» и дисперсия  $s_{y/x}^2$  (квадрат среднего арифметического):

$$\bar{Y}_{/x_j} = \frac{1}{m_j} \Sigma y_{ij}$$

$$s_{y/x_j}^2 = \frac{1}{m_j - 1} \Sigma (y_{ij} - \bar{Y}_{/x_j})^2$$

где  $m_j$  – число измерений, попавших в  $j$ -ый участок по «X».



В случае нелинейной корреляции двух величин, в качестве меры зависимости (т.е. меры концентрации экспериментальных точек около усреднённых кривых регрессии, выбранных произвольно, как многочлен Чебышева) применяется корреляционная зависимость:

$$y = \sum b_i f(x_i)$$

$$\eta_y^2 = \frac{\sum m_j (\bar{Y}_{/x_j} - \bar{Y})^2}{(n-1)s_y^2} = 1 - \frac{\sum (m_j - 1)s_{y/x_j}^2}{(n-1)s_y^2}$$

При  $\eta_y = 0$  нет корреляции, а при  $\eta_y = 1$  существует функциональная зависимость  $y = f(x_i)$ .

Например, в логарифмическом масштабе

$$Y = X^n \Rightarrow \text{Ln } Y = n \text{ Ln } X$$

$$n = \text{tg } \alpha$$

## 9. Отыскание параметров квадратичной функции

Пусть зависимость «Y» от «X» – квадратичная, т.е.

$$y = a x^2 + b x + c$$

тогда записываем функцию в другом виде:

$$y = a (x - \bar{X})^2 + b (x - \bar{X}) + c$$

тогда параметры функции равны (согласно следствию из метода расчёта наименьших квадратов):

$$a = \frac{1}{D} \left[ \sum y_k (x_k - \bar{X})^2 - s_2 \bar{Y} \right]$$

$$b = \frac{1}{s_2} \sum y_k (x_k - \bar{X})$$

$$c = \bar{Y} - \frac{s_2 a}{s_0}$$

где N – число значений

$$s_m = \Sigma (x_k - \bar{X})^m \quad [m = 0; 2; 4]$$

$$\bar{Y} = \frac{1}{s_0} \Sigma y_k$$

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \Sigma x_k$$

$$D = s_4 - \frac{s_2^2}{s_0}$$

### 10. Регрессионный (корреляционный) анализ

1) При регрессионном распределении функциональная зависимость имеет вид

$$y = a x + b$$

$$a = \frac{n \Sigma(X \cdot Y) - \Sigma X \cdot \Sigma Y}{\sqrt{n \Sigma X^2 - (\Sigma X)^2} \cdot \sqrt{n \Sigma Y^2 - (\Sigma Y)^2}} \cdot \frac{\sqrt{\Sigma(Y - \Sigma Y / n)}}{\sqrt{\Sigma(X - \Sigma X / n)}}$$

$$b = \frac{\Sigma Y}{n} - a \frac{\Sigma X}{n}$$

Линейный коэффициент корреляции

$$r = \frac{(\overline{X \cdot Y}) - \bar{X} \cdot \bar{Y}}{s_x \cdot s_y} \quad ; \quad 0 < r < 1$$

где  $\bar{X} = \Sigma X / n$  ;  $\bar{Y} = \Sigma Y / n$

$S_x$  и  $S_y$  - выборочные дисперсии по  $X$  и  $Y$ ;

Выборочные дисперсии

$$s_x^2 = \overline{X^2} - (\overline{X})^2$$

$$s_y^2 = \overline{Y^2} - (\overline{Y})^2$$

$$\overline{X^2} = \frac{\sum X^2}{n}$$

$$\overline{Y^2} = \frac{\sum Y^2}{n}$$

Коэффициенты регрессии

$$b = r \frac{s_y}{s_x}$$

$$a = \frac{(\overline{X \cdot Y}) - \overline{X} \cdot \overline{Y}}{\overline{X^2} - (\overline{X})^2} = \overline{Y} - b \overline{X}$$

$$B = r * S_y / S_x; \quad A = Y_{cp} - B * X_{cp} \quad ;$$

Погрешность коэффициента корреляции (чем меньше, тем лучше)

$$\sigma_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n}} \rightarrow 0$$

Надёжность коэффициента корреляции (при  $\mu > 2,6$  связь между «Y» и «X» надёжная)

$$\mu = \frac{r}{\sigma_r}$$

Среднеквадратическая ошибка (чем меньше, тем лучше)

$$\Delta_x = \sigma_x \sqrt{1-r^2}$$

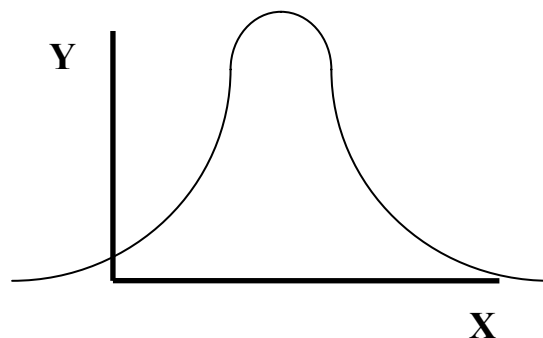
$$\Delta_y = \sigma_y \sqrt{1-r^2}$$

Коэффициент вариации

$$v = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum (x_i - \bar{X})^2}}{\bar{X}}$$

2) При нормальном законе распределения функциональная зависимость имеет вид

$$y = \frac{1}{s \sqrt{2 \pi}} \exp \left( -\frac{\bar{X}^2}{2 s^2} \right)$$

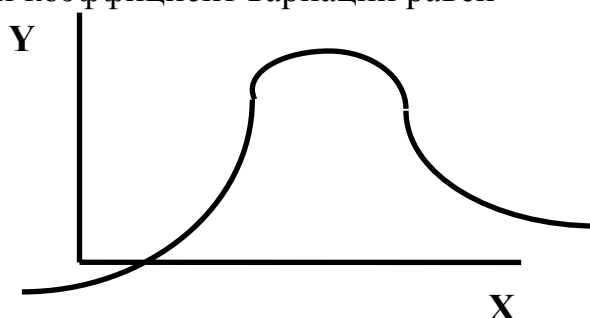


где  $S$  - среднеквадратическое отклонение,

Коэффициент вариации ( $v$ ) рассчитывается по специальной программе, например, "obr.exe";

3) При логнормальном распределении коэффициент вариации равен

$$v = \sqrt{\exp(s_{\text{exp}}^2 - 1)}$$



где  $S_{\text{exp}}$  - дисперсия натуральных логарифмов логнормальных величин.

**Обработать экспериментальные данные и получить функциональную зависимость можно, используя, например, стандартную программу «Excel» или «Polinom» или «Regres» (две последние имеются в распоряжении автора).**

## Планирование эксперимента

Определение – это процедура выбора числа и условий проведения экспериментов, необходимых и достаточных для решения поставленной задачи с требуемой точностью. Например, необходимое число измерений ( $N$ ) для получения случайной ошибки ( $\epsilon$ ) с надёжностью ( $\alpha$ ):

$$\varepsilon = \frac{\Delta X}{s}$$

$\varepsilon$	$\alpha$	N
1	0,9	5
1	0,95	7
2, т.е. ( $2s_n$ )	0,9	13
2, т.е. ( $2s_n$ )	0,95	18

### Принципы планирования

1. Отказ от полного перебора всех возможных входных состояний.
2. Принцип последовательного планирования, т.е. постепенного усложнения математической модели.
3. Принцип сопоставления с «шумом», т.е. чем меньше уровень помех, тем более точная будет математическая модель.
4. Принцип приведения к случайности. Периодически появляющиеся и исчезающие переменные, не подлежащие контролю и учёту, переводятся в разряд случайных величин, что позволяет учитывать их уже статистически.
5. Принцип оптимальности планирования эксперимента, т.е. план эксперимента должен обладать некоторыми оптимальными свойствами с точки зрения заранее выбранного критерия оптимальности, по плану эксперимента.

### Методы планирования экспериментов

1. Метод Гаусса-Зайделя: последовательное продвижение исследований к экстремуму осуществляется путём поочередного варьирования каждым параметром до получения частного экстремума выходной (нужной) величины.
2. Метод случайного поиска – основан на принципе приведения к случайности (разновидность метода Гаусса-Зайделя).
3. Метод градиента: изменение входящих параметров ведётся в направлении наибольшего возрастания выходного параметра.
4. Метод симплекс-планирования: пусть есть набор входящих факторов ( $n$  – количество факторов), меняя каждый из факторов, ведём поиск оптимального выходного параметра (параметров); отбрасываем результаты с минимальным выходным параметром.
5. Методы исключения – исключаются интервалы значений выходного фактора, логически невозможные в данной задаче.
6. Метод крутого восхождения. Изменяя с постоянным или переменным шагом один из входящих параметров, определяют точку частного экстремума – и так по каждому входящему параметру, пока целевая выходная функция  $y=f(x)$  не достигнет экстремума.

### **Ошибка метода планирования**

Согласно исследованиям, при ошибке какого-либо метода измерений (в шахтных условиях) менее 30% эти измерения позволяют получить достаточно надёжную количественную информацию о параметрах; при ошибке метода 30-50% измерения могут быть использованы для грубой количественной характеристики; при ошибке метода более 50% возможна лишь качественная характеристика.

### **Моделирование в геомеханике**

Для оценки состояния горного массива и происходящих в нём процессов, вызванных горными работами, в геомеханике применяются следующие методы: натурные наблюдения, аналитические осмысления, эксперименты в массиве и на моделях из натуральных, эквивалентных и оптически-активных материалов.

Моделирование позволяет доводить эксперименты до полного обрушения выработок, при этом множеством различных датчиков несложно получить полную картину распределения напряжений и деформаций в массиве на различных стадиях горных работ – всё это невозможно сделать в натуральных условиях.

Моделирование основано на замене горных пород массива такими естественными или искусственными материалами, физико-механические свойства которых меньше аналогичных свойств пород массива в строго определённое число раз, определяемое теорией механического подобия протекания геомеханических процессов в натуре и в модели.

Подготовка к моделированию заключается в следующем: подбор материалов модели, удовлетворяющих условиям подобия, создание аналогичного натуре строения массива, применение оборудования, имитирующего горное давление, и использование датчиков и приборов, фиксирующих изменения в модели при её деформировании и разрушении. Горное давление в модели можно создать двумя способами: механическим нагружением (например, тяжёлыми грузами) или использованием центробежных сил при вращении всей модели вокруг некоторого центра (центробежное моделирование чрезвычайно сложно и в пособии рассматриваться не будет). Для получения качественной картины распределения деформаций в массиве, визуально наблюдаемую в разноцветных изолиниях, можно использовать оптически-активные материалы и теорию фотоупругости. Моделированием геомеханических процессов активно занимались в ИГД им. А.А.Скочинского (Люберцы) и во ВНИМИ (Санкт-Петербург), именно здесь можно приобрести специфические материалы для моделирования.

### **Принципы подбора материала модели**

1. При изготовлении модели из того же материала, что и натура, должно соблюдаться условия:

$$N_M = N_H \quad ; \quad \gamma_M = \gamma_H$$

$$N_M = \frac{P_M}{L_M^2} \quad ; \quad N_H = \frac{P_H}{L_H^2}$$

Но  $L_M < L_H$  , тогда если оставляется условие  $N_M = N_H$  , то

$$\gamma_M = \gamma_H \frac{L_H}{L_M}$$

но такое возможно лишь при центробежном моделировании.

2. При невыполнении равенства  $N_M = N_H$  используются эквивалентные материалы, обеспечивающие подобие механических процессов в модели, т.е.

$$N_M = N_H \frac{L_M}{L_H} \frac{\gamma_M}{\gamma_H}$$

Подбор материалов модели должен быть такой:

1) при упругих деформациях:

$$E_M = E_H \frac{L_M}{L_H} \frac{\gamma_M}{\gamma_H} \quad ; \quad \mu_M = \mu_H$$

Масштаб напряжений в натуре и в модели должен удовлетворять равенству:

$$\alpha_\sigma = \alpha_\gamma \alpha_L$$

где  $\alpha_\gamma$  - масштаб объёмных весов;

$\alpha_L$  - геометрический масштаб.

2) при реологических испытаниях масштаб коэффициентов вязкости выражается так:

$$\alpha_\eta = \alpha_\gamma \alpha_L^{3/2}$$

При определении нагрузок на крепь можно использовать соотношение:

$$\frac{P_M}{P_H} = \left( \frac{L_M}{L_H} \right)^3 \frac{\gamma_M}{\gamma_H} \Rightarrow P_H = P_M \left( \frac{L_M}{L_H} \right)^3 \frac{\gamma_M}{\gamma_H}$$

### Правила моделирования:

1. Количественное подобие физико-механических характеристик материалов модели и натуре, т.е.  $R_{сж}$ ,  $R_n$ ,  $R_p$ ,  $E$ ,  $\mu$ ,  $t_{релакс}$ ,  $\Phi_{внутр\_трения}$
2. Качественное соответствие характера деформирования и разрушения.
3. Граничные и начальные условия должны совпадать.

4. Одноименные безразмерные параметры в модели и в натуре должны быть равны.

5. Структурная прочностная и деформационная однородность материалов.

6. Неизменность по времени свойств готового материала модели и его независимость от условий окружающей среды.

7. Технологическое подобие, например, крупность песка в мелкомасштабных моделях должны быть 0,12-0,2 мм.

### Условия подобия

Подобными называют такие физические явления, которые во всех точках массива и модели фиксируются величинами, отношение которых в каждой точке строго определённое и постоянное (см. таблицу 1):

- моделирование в натуральных материалах, тогда  $C_\gamma = C_E = C_\mu = 1$ ;
- моделирование в искусственных материалах, тогда  $C_\gamma \neq C_E \neq C_\mu \neq 1$

Эти отношения, константы подобия, должны удовлетворять определённым условиям (см. табл. 1), этим условиям соответствуют специальные материалы, предназначенные для эквивалентного и оптически-активного моделирования.

Таблица 1

Константы подобия

Наименование	Формула	Значение
Геометрических размеров	$C_L = \frac{L_H}{L_M}$	$C_L$
Объёмных масс	$C_\gamma = \frac{\gamma_H}{\gamma_M}$	$C_\gamma$
Модулей упругости	$C_E = \frac{E_H}{E_M}$	$C_E$
Напряжений	$C_\sigma = \frac{\sigma_H}{\sigma_M}$	$C_L * C_\gamma$
Абсолютных деформаций	$C_{\Delta L} = \frac{\Delta L_H}{\Delta L_M}$	$C_\gamma * C_L^2 / C_E$
Относительных деформаций	$C_\varepsilon = \frac{\varepsilon_H}{\varepsilon_M}$	$C_\gamma * C_L / C_E$
Коэффициентов поперечных деформаций	$C_\mu = \frac{\mu_H}{\mu_M}$	$C_\mu$



Углов сдвига	$C_{\varphi} = \frac{\varphi_H}{\varphi_M}$	$C_{\gamma} * C_L * (1 + C_{\mu}) / C_E$
Времени	$C_t = \frac{t_H}{t_M}$	$\sqrt{C_L}$ при постоянном ускорении свободного падения
Силовое	$C_P = \frac{P_H}{P_M}$	$C_{\gamma} * C_L^3$
Скорости явлений	$C_v = \frac{v_H}{v_M}$	$\sqrt{C_L}$ при постоянном ускорении свободного падения

$$\text{Модуль деформации } E_d = E * \left( 1 - \frac{\sigma}{1,1 * R_{пр}} \right)$$

Скорость протекания полной деформации

$$v_{\varepsilon} = v_{\varepsilon}^{упр} + v_{\varepsilon}^{пол} = E * \frac{d\sigma}{dt} + \frac{\sigma}{\eta}$$

где  $E$  – модуль упругости;  $\sigma$  - напряжение; прочность призмы на сжатие;

$\eta$  - коэффициент вязкости, масштаб подобия  $C_{\eta} = \frac{\sqrt{C_L} (1 + C_{\mu})}{C_E}$

### Измерительная аппаратура

На моделях обычно измеряют деформации, перемещения и давление. По деформациям судят о границах влияния горных работ, устойчивости стенок и кровли выработок; по перемещениям – о смещениях контуров выработки, зонах обрушения; по давлению – о распределении напряжений вблизи выработок. Измерения позволяют выбрать крепь, оптимальную форму и размер выработок, их взаиморасположение в горном массиве.

Исследования проводят на плоских или объёмных моделях, поэтому измерения можно делать в трёх принципиально разных местах: в самом массиве модели, на стенках или днище стенда, на поверхности крепи выработок. Проще всего измерять нагрузки днища модели на основание жёсткого стенда деформометрами с упругими оболочками и индикаторами часового типа (замеры перемещений). Особое внимание при планировании экспериментов следует обратить на жёсткость конструкции стенда, на точность измерения малейших изменений в моделях, на необходимое количество датчиков, на искажения полученных величин в краевых зонах модели.

Для замеров внутри модели существуют специальные датчики, фиксирующие обычно изменение длины проволоки, ленты или мембраны, расположенных внутри датчиков: динамометры трения, микродинамометры, тензоре-

зисторы, пьезодатчики. Сами датчики бывают трёх типов: механические (те же тензорезисторы, например), оптико-механические (оптический или зеркальный тензометр), электромеханические (индуктивные деформометры и тензодатчики, преобразующие изменения длины в электрические сигналы). Давление на крепь обычно измеряют гидравлическими или тензометрическими манометрами.

Фиксация измерений датчиками возможна специальными самописцами или осциллографами, выводящими цифры и графики на экран компьютера. Также можно фиксировать изменения в модели - фотографируя её через определённый период времени, при этом на стенках модели необходимо заранее зафиксировать отдельные видимые точки.

## II. Основные понятия в бурении глубоких скважин

### Понятие о скважине

**Скважиной** называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины.

Начало скважины называется устьем, цилиндрическая поверхность - стенкой или стволом, дно - забоем. Длина от устья до забоя по оси ствола определяет глубину скважины. Скважины бурят вертикальные и наклонные, наклонные скважины принудительно искривляют по заранее запроектированному профилю.

Скважины бурят, как правило, ступенчато, уменьшая её диаметр от интервала к интервалу. **Начальный диаметр обычно не превышает 760 мм, а конечный - не меньше 93 мм.**

Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в широких пределах: от нескольких сот до нескольких тысяч метров. Углубление скважины осуществляется путём разрушения породы по всей площади забоя (**сплошное бурение**) или по его периферийной части (**колонковое бурение**). При колонковом бурении в центре скважины остается колонка породы (**керн**), которая периодически поднимается на поверхность для изучения пройденного разреза пород.

### Этапы строительства скважин, его продолжительность и себестоимость

Строительство скважины включает в себя следующие **этапы**:

- подготовительные работы к вышкостроению (расчистка площади, планировка, рытьё траншей, прокладка водопровода и т. д.);
- вышкомонтажные работы (строительство или перетаскивание вышки, монтаж бурового оборудования, установка его на фундамент);
- подготовительные работы к бурению («обкатка» смонтированного оборудования, оснастка талевой системы и т. д.);
- бурение и крепление скважины (проходка ствола, измерительные работы, спуск в скважину обсадных колонн и их цементирование, перфорация) - составляют **около 70% всех затрат**;

- испытание скважины на продуктивность;
- демонтаж оборудования (разборка вышки, разъединение блоков оборудования, подготовка его к перетаскиванию на новый объект).

Распределение этих процессов во времени с установлением их последовательности отражает **производственный цикл** строительства скважины и его продолжительность:

$$T_{ц} = T_{п} + T_{м} + T_{п\ б} + T_{б\ к} + T_{и} + T_{д}$$

где  $T_{п}$ ,  $T_{м}$ ,  $T_{п\ б}$ ,  $T_{б\ к}$ ,  $T_{и}$ ,  $T_{д}$  — продолжительность соответственно подготовительных работ к вышкостроению, вышкомонтажных работ, подготовительных работ к бурению, бурения и крепления скважины, её испытания, демонтажа оборудования.

Для определения продолжительности наиболее трудоёмкого этапа - бурения и крепления - составляется **баланс календарного времени**, который включает следующие элементы (их сумму времени).

**Производительное время бурения** включает:

- время на проходку - механическое бурение, спуско-подъёмные операции, связанные в основном со сменой изношенного долота;
- время на подготовительно-вспомогательные работы (смена долота, проверка забойных двигателей, приготовление глинистого раствора и т. д.);
- время на крепление скважины (спуск обсадной колонны и её цементирование).

**Время на ремонтные работы** (проведение профилактики оборудования; устранение неисправностей, возникающих в период бурения и крепления скважины).

**Время на ликвидацию осложнений**, возникающих в стволе скважины по геологическим причинам.

**Непроизводительное время**, включающее:

- время на ликвидацию аварий;
- потери времени из-за простоев по организационно-техническим причинам.

При проектировании баланса календарного времени строительства скважины устанавливают прежде всего **нормативную продолжительность цикла**. Её определяют по отдельным составляющим производственным процессам — на основе справочников «Единые нормы времени и расценки» (ЕНВиР).

**Себестоимость строительства** включает все затраты бурового предприятия на строительство скважины и сдачу её в эксплуатацию нефтегазодобывающему управлению.

Затраты на строительство скважин включают (**статьи калькуляции**):

- 1) стоимость основных и вспомогательных материалов;
- 2) стоимость топлива и энергии, полученных со стороны;
- 3) заработную плату с различными начислениями;
- 4) амортизационные отчисления;

- 5) стоимость износа бурильных труб и инструмента;
- 6) прочие денежные расходы.

Затраты на строительство скважин делятся на:

- а) прямые (основные), например, амортизация оборудования, расход долот, электроэнергия;
- б) накладные (косвенные), связанные, например, с содержанием аппарата управления (административно-хозяйственные расходы), расходы на подготовку кадров, охрану труда и т. д.

При определении **сметной себестоимости строительства** отдельной скважины экономические элементы группируются по этапам её строительства.

Кроме сметной себестоимости существует понятие **плановой себестоимости**. Этот показатель учитывает особенности строительства скважин в конкретных условиях, в то время как сметы составляются на основе средних нормативов, укрупненных сметных норм, которые предусматривают средние условия производства. При определении плановой себестоимости предусматривается **задание по снижению затрат** на строительство. Оно устанавливается на основе планируемого изменения в технике, технологии, организации производства, роста производительности труда, скорости бурения, снижения норм и цен на материалы, выявления внутренних резервов всех цехов и служб, участвующих в строительстве скважин.

**Фактическая себестоимость** определяется путём суммирования всех фактических затрат на проходку скважин.

Важнейшим условием повышения эффективности буровых работ является **снижение себестоимости** строительства скважины. Оно служит источником обеспечения прироста добычи и запасов нефти без дополнительных капитальных вложений, снижения себестоимости нефти, т.к. почти одну треть затрат на добычу составляет **амортизация скважин**. Свыше 60% затрат на бурение и крепление полностью или частично зависят от продолжительности бурения, поэтому важнейшим резервом удешевления буровых работ является **рост скоростей бурения**. Он может быть обеспечен путём сокращения организационных простоев в период бурения, вызывающих потери рабочего времени, снижения аварийности работ.

Другим источником снижения себестоимости строительства скважины является **уменьшение материальных затрат**, главные из которых - расход металла (обсадные трубы), цемента и химических реагентов (около 30% всех затрат на бурение и крепление).

## Специфические свойства горных пород и буровых растворов

**Силы связи в горных породах.** Большинство породообразующих минералов имеет ионные решетки, и силы связи их зависят от расстояния между ио-

нами, числа взаимодействующих частиц и их пространственного расположения.

Классификация кристаллов по типам связей весьма условна, т.к. многие тела трудно отнести к тому или иному классу кристаллов по типу связи. Но по преобладающему типу связи (табл. 2) можно оценить энергию связи кристалла.

Таблица 2

Классификация типов связи<sup>1</sup>

Тип связи	Пример	Энергия связи, кДж/моль
Ионный	NaCl	754,20
	LiF	1005,60
Ковалентный	Алмаз	712,30
	SiC	1185,77
Металлический	Na	108,94
	Fe	393,86
Молекулярный	Ar	7,54
	CH <sub>4</sub>	10,05
Водородный	H <sub>2</sub> O (лёд)	50,28
	HF	29,33

С уменьшением расстояния по линейному закону возрастают энергия притяжения, причём намного быстрее (с показателем степени 8-12) энергии отталкивания. При ковалентной связи между атомами качественно сохраняются эти же зависимости.

Как пример, в глинистых минералах (монтмориллонит) в одной плоскости существует ионная (более прочная) связь, а в другой — молекулярная (менее прочная), силы взаимодействия в которых определяются поляризацией молекул, асимметрией зарядов. Поэтому монтмориллонит легко разрушается по плоскостям с молекулярной связью.

Известно, что поведение материалов зависит от условий их работы и испытаний. **Показатели механических, абразивных свойств горных пород** также изменяются в зависимости от скорости приложения нагрузки и длительности деформирования, абсолютных величин и степени неравномерности всестороннего давления, влияния бурового раствора. Изучать механические и абразивные свойства горных пород следует, таким образом, в условиях их разрушения при бурении скважин.

Механические свойства пород определяют величины и скорости деформирования и разрушения при различных видах нагружения. Для их оценки используют упругие, пластические и прочностные характеристики, объёмы разрушения и величину затраченной энергии. Абразивные свойства пород влияют на их способность изнашивать материалы долот, бурильной колонны при характерных для бурения условиях нагружения, включая скорость нагружения, интенсивность охлаждения, температуру, состав и свойства бурового раствора.

<sup>1</sup> Технология бурения глубоких скважин. Под ред. М.Р.Мавлютова. — М.: Недра, 1982. — 287 с.

**Водородный показатель рН.** Дважды дистиллированная вода электрически нейтральна: концентрации положительных ионов  $H^+$  и отрицательных ионов  $OH^-$  одинаковы, каждая равна  $10^{-7}$ . В кислой среде концентрация  $H^+$  больше  $10^{-7}$ , в щелочной - меньше  $10^{-7}$ . В химии принято вместо концентрации водородных ионов пользоваться водородным показателем **рН**, под которым понимают логарифм концентрации ионов  $H^+$ , взятый с противоположным знаком. Таким образом, для кислой среды **рН** < 7, для нейтральной **рН** = 7 и для щелочной **рН** > 7.

Знание водородного показателя водной среды весьма важно. Известно, например, что при **рН** < 7 существенно возрастает коррозия стальных труб, а при **рН** > 10 - труб из дюралю. Промывочные растворы, обработанные некоторыми химическими реагентами, стабильны лишь в определенном, достаточно узком диапазоне **рН** и за пределами этого диапазона расход реагентов необходимо резко увеличить. Термостабильность некоторых высокомолекулярных реагентов существенно возрастает, если поддерживается оптимальное значение **рН** среды. С изменением **рН** промывочной жидкости иногда связано возникновение осложнений; по изменению **рН** промывочного раствора можно судить о прохождении при бурении химически активных горных пород.

## Способы вращательного бурения

В настоящее время глубокие нефтегазовые скважины бурят вращательным способом с передачей вращения долоту с устья скважины от ротора через колонну бурильных труб или с передачей вращения долоту непосредственно от вала (или через низ бурильной колонны) гидравлического или электрического забойного двигателя - турбобура, винтового бура или электробура.

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проводки ствола скважины при возможных осложнениях с высокими технико-экономическими показателями.

Целесообразность применения тех или иных способов бурения и их разновидности (ударно-вращательное, турбинно-роторное, реактивно-турбинное, с промывкой различными буровыми растворами, различными долотами) определяется с учётом геологических, технических и экономических факторов. Эти решения **пересматриваются** по мере совершенствования технологии и техники бурения (долот, труб, растворов) и уточнения условий проводки скважин. Возможно сочетание нескольких способов при проводке различных интервалов одной и той же скважины.

### Роторное бурение

При роторном бурении вращение долоту передается от вращающего его механизма - ротора, устанавливаемого на устье, через колонну бурильных труб (полый вал). При бурении неглубоких, малого диаметра скважин (структурно-поисковых, разведочных на твёрдые полезные ископаемые, вентиляционных стволов) чаще применяют вращатели шпиндельного типа.

Ротор используется и для удержания на весу колонны бурильных и обсадных труб при их спуске, подвеске, отвинчивании. Поэтому **ротор необходим** и при бурении забойными двигателями. В последнем случае на застопоренный стол ротора через колонну бурильных труб и ведущую трубу передаётся и реактивный крутящий момент от забойных двигателей.

Привод ротора осуществляется от лебедки через карданный вал либо цепную передачу или от индивидуального привода, позволяющего в широких пределах регулировать частоту вращения (от 20 до 200 об/мин и более), а также снижать нагрузку на привод лебёдки при подъёме колонны с вращением, уменьшать изнашивание лебедки и её привода. При вращении бурильной колонны меньше опасность её прилипания, зависания, прихвата.

**Режим роторного бурения.** Практика бурения показывает большое **отрицательное влияние** частоты вращения, диаметра труб, длины колонны на коэффициент передачи мощности на забой и на мощность на долоте. Так, при установленной на поверхности мощности привода ротора около 300 кВт на забой передается лишь 60 кВт при глубине бурения 3000 м (и менее 30 кВт при глубине бурения 5000 м), частоте вращения 60 об/мин и диаметрах бурильных труб 127 и 114 мм и долота 216 мм. При более высоких частотах (120 об/мин) передаётся ещё меньшая мощность (40 и 25 кВт при тех же глубинах), существенно меньшими будут крутящие моменты и осевые нагрузки на долото. Горные породы будут разрушаться неэффективно, истиранием.

С ростом глубины повышается давление всестороннего сжатия, больше проявляется пластичность горных пород, что требует большей длительности контакта зубьев долота с забоем. Всё это приводит к необходимости **снижения частоты вращения** с 200-100 об/мин при бурении на глубинах 500-2000 м до 60-20 об/мин при бурении на больших глубинах.

Необходимое снижение частоты вращения и при бурении неглубокозалегающих пород невысокой пластичности и абразивности приводит к кратному снижению механической скорости проходки (по сравнению с высокооборотным бурением забойными двигателями и турбобурами).

Роторное бурение с низкими частотами вращения (20-80 об/мин) и большими крутящими моментами (150-500 кН·м) обеспечивает возможность эффективного разрушения почти всех типов горных пород осадочной толщи при использовании различных, лопастных и алмазных долот. Эти преимущества, а также создание низкооборотных долот с герметизированными опорами, дающих большую проходку (сотни метров), высокопрочных бурильных и утяжелённых труб с новым типом резьбы, прочных и долговечных вертлюгов - определяют широкое применение роторного бурения.

Основной объём проходки стволов глубоких скважин в мире приходится именно на роторный способ, особенно при бурении вертикальных интервалов наклонных скважин, не требующих использования отклонителей.

### **Турбинное бурение**

Этот метод бурения использует гидравлические забойные двигатели - турбобуры, когда бурильная колонна не вращается и на это не затрачивается мощ-

ность буровой установки, а воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя и служит каналом для подачи гидравлической энергии на забой, поэтому снижаются аварийность и износ бурильных труб, промежуточных обсадных колонн. Вращение долота передаётся от вала турбины, приводимого в движение потоком бурового раствора, т. е. при турбинном способе происходит прямая передачи мощности на забой.

Турбобур располагается непосредственно над долотом и является машиной, преобразующей гидравлическую энергию потока бурового раствора в механическую энергию, необходимую для вращения долота.

Турбобур показал особые преимущества при проводке **наклонных скважин** благодаря удобству ориентирования отклонителей при неподвижной, невращающейся бурильной колонне. Турбобур прост, дешев, надежен и удобен в эксплуатации, может успешно работать совместно с большинством видов буровых растворов (вода, аэрированные растворы, глинистые и эмульсионные). Несколько ниже мощность турбобура при бурении с промывкой вязкими, утяжеленными растворами, при большом содержании шлама, песка и при малых расходах применяемого раствора.

В настоящее время известна **неэффективность высокооборотного** (600-800 об/мин) турбинного бурения, зато весьма эффективно **повышение крутящего момента и мощности на долоте** за счёт применения редукторов, секционирования (соединение двух, трех и более турбобуров), перехода на шаровую опору, в которой потери мощности на трение меньше, чем в осевой опоре скольжения.

Для **увеличения мощности**, упрощения изготовления, транспортирования и ремонта турбобуры выполняют двух- и трёхсекционными. Другой путь улучшения моментной характеристики турбобура - применение механических редукторов, снижающих частоту вращения долота в 2-3 раза и соответственно повышающих крутящий момент. Это расширяет область эффективно-го использования турбобуров при бурении глубоких скважин в пластичных породах с долотами, требующими большого крутящего момента.

**Особенности** турбинного бурения заключаются в следующем.

1. Улучшаются (в отличие от роторного способа) условия работы бурильной колонны, что позволяет облегчить и удешевить её, применить легкосплавные и тонкостенные стальные бурильные трубы. Во избежание заклинивания и прилипания колонны целесообразно лишь периодически её проворачивать ротором, поэтому здесь срок службы бурильной колонны обычно в 2 раза больше, чем при роторном способе. Однако повышенные давления в циркуляционной системе вызывают более частый промыв резьб, что требует их тщательного контроля, хорошего крепления, использования соединений повышенной герметичности.

2. Возрастает механическая скорость проходки вследствие высокой частоты вращения долота, что ведет к значительному росту коммерческой скорости, особенно скважин небольшой и средней глубины. Однако при этом снижается проходка на долото из-за повышенного износа опор и воору-



жения долот, отсутствия долот с герметизированной опорой для высокооборотного бурения, из-за ограничения перепада давления в насадках долота.

3. Могут использоваться все виды буровых растворов (за исключением лишь продувки воздухом). При бурении с промывкой азрированными растворами удастся частично использовать мощность привода компрессоров (энергию сжатого воздуха). Однако турбина имеет относительно низкие показатели при использовании очень вязких и утяжеленных растворов, а также турбины и опоры быстро изнашиваются при высоком содержании в растворе твердой фазы, шлама и песка.

4. Облегчается отклонение ствола скважины в требуемом направлении.

5. Улучшаются условия работы обслуживающего персонала, так как отсутствует шум ротора и вибрация на буровой.

### Бурение электробуром

Электробур состоит из трёхфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и шпинделя. Чтобы предупредить чрезмерное повышение пускового тока и заклинивание нового долота, электробур включают, пока он ещё не дошёл до забоя (до сужения). При опасности зависания бурильная колонна медленно вращается ротором (5-30 об/мин).

Буровой раствор проходит через электробур к долоту по центральному каналу в валах двигателя и шпинделя. Для предупреждения попадания раствора в электродвигатель – он заполняется изоляционным маслом, а шпиндель - смазочным маслом.

При бурении электробуром возможно применение любого бурового раствора и воздуха. Однако при промывке азрированными растворами часто случаются **пробои электричества**. При продувке воздухом электродвигатель охлаждается хуже, поэтому рекомендуется бурить с пониженным примерно на 15% напряжением.

Как и при роторном бурении, здесь имеются два канала передачи энергии на забой: на забой можно подать большую гидравлическую энергию или можно использовать гидромониторные долота. Однако гидравлические сопротивления здесь в трубах существенно выше, чем в обычных трубах - из-за кабеля и устройств для его подвески. Поэтому при одинаковых условиях и насадках долота электробур менее эффективен.

Вместе с тем, двигатель электробура имеет ряд **преимуществ** перед турбобуром: более высокий к. п. д. может обеспечить передачу на долото большей мощности и крутящий момент. Электробур легче управляется с поверхности, позволяет применять систем дистанционного контроля при направленном бурении, бурении горизонтальных и многозабойных скважин, т.е. упрощается автоматизация и оптимизация процесса бурения.

Основные **затруднения** при проходке скважин электробуром связаны с осложнениями наземного и забойного оборудования, бурильной колонны, недостаточно высокой надёжности токопровода, необходимостью создания ремонтных служб, а также - более высокими требованиями к квалификации обслуживающего персонала.

## Буровые долота

Горную породу можно разрушать различными методами. При бурении нефтяных и газовых скважин применяется в основном **механическое разрушение** горных пород. Энергия от двигателя к породе передается непосредственно через породоразрушающий инструмент (долото, колонковое долото, расширитель). При этом на забой передается ограниченная, часто недостаточная энергия для быстрого разрушения пород на большую глубину. Поэтому для повышения эффективности процесса - энергия передается не на всю поверхность разрушения одновременно, а периодически (шарошечные долота), дискретно и лишь на часть поверхности забоя, т.е. концентрированно через породоразрушающие элементы инструмента (зубья, резцы, штыри).

Буровые долота всех типов разрушают породу вдавливанием и скалыванием. У трехшарошечных долот с небольшим скольжением этот вид разрушения главный, а у лопатных и алмазных долот и коронок, главным образом, - скалывание, вдавливание.

Шарошечные долота изготавливают как с центральной, так и с боковой **системой промывки**. При боковой системе буровой раствор через отверстия в лапах (одно отверстие в каждой лапе) направляется на периферийную часть забоя под набегающую шарошку. Если отверстия в лапах оснащены гидромониторными насадками, то долото имеет гидромониторную систему промывки. При промывке через центральную насадку лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек. Боковая промывка улучшает очистку забоя. Наиболее эффективна боковая промывка в гидромониторном исполнении, когда высокоскоростные (100 м/с и выше) струи обеспечивают лучшую очистку забоя, удаляют ядра разрушения и доразрушают уже подвергшиеся механическому воздействию участки забоя, при этом мягкие породы разрушаются непосредственно струей. Если перепад давления в долотах с центральной промывкой составляет 0,5-1,5 МПа, то в долотах с гидромониторной системой промывки он увеличивается на порядок.

При бурении **лопатными и фрезерными** долотами не происходит усталостного разрушения породы, поэтому эти долота используют для разбуривания лишь высокопластичных и сильнопористых пород.

## Буровые растворы

В процессе развития вращательного бурения совершенствовались буровые растворы, технология вскрытия пластов, предупреждения осложнений и крепления скважин. Когда-то промывка водой применялась при разбуривании горных пород всех типов, сейчас известно, что специально приготовленные растворы глины в воде лучше защищают стенки скважины от обваливания, способны структурироваться и удерживать шлам во взвешенном состоянии даже при прекращении промывки, создают большее противодавление при различных проявлениях. Но оказалось, что применение глинистых растворов при бурении устойчивых пород (доломитов, известняков) и при отсутствии проявлений час-

то неоправданно. Большая плотность и содержание твердой фазы снижают механическую скорость и проходку на долото, способствуют значительному изнашиванию насосов, турбобуров, насадок.

При роторном бурении наибольшее внимание обращается на усталостную прочность труб, а при турбинном бурении – на герметичность резьбовых соединений.

Частицы горной породы, отделяемые от забоя в процессе бурения (буровой шлам), должны быть сразу вынесены в кольцевое пространство. В противном случае шлам будет дополнительно перемалываться долотом, что снижает эффективность бурения, особенно при образовании шламовой прослойки на забое. Необходимо, чтобы буровой раствор своевременно удалял этот шлам и куски осыпающейся породы из кольцевого пространства, поэтому необходимо поддерживать определенную **скорость восходящего потока раствора** в кольцевом пространстве.

Опыт бурения показывает, что достаточна **скорость 0,5-0,6 м/с**. Излишне высокая скорость нежелательна из-за роста давления на забое и гидродинамического давления в кольцевом пространстве, что приводит к раскрытию трещин в слабых пластах и к поглощению бурового раствора. При низкой скорости восходящего потока плохо выносятся шлам, часто возникает сальникообразование, затяжка и прихваты бурильной колонны.

Для повышения долговечности долот и забойных двигателей буровой раствор должен обладать высокими смазочными и противоизносными свойствами.

**Применение глинистых растворов** оправдано при проходке устойчивых пород, т.к. в воде шлам быстро оседает, он создает сальники<sup>2</sup> из-за большей плотности зашламованного раствора в кольцевом пространстве, проникает внутрь бурильной колонны, забивает насадки при вращении и подъеме. В результате - при спуске новое долото не доходит до забоя из-за скопления там осевшего шлама.

В настоящее время при промывке **водой расход** её составляет **20-35 л/с** (ранее применялся расход 5-8 л/с) при диаметре долота 216 мм. Тогда за 2-3 мин шлам поднимается на сотни метров от забоя и не успевает осесть во время наращивания бурильной колонны.

Известна эффективность применения в осложнённых условиях и для вскрытия продуктивных пластов растворов с низким содержанием твёрдой фазы, соленасыщенных, минерализованных вод, в том числе хлор-калиевых, алюмо-калиевых, известково-калиевых, структурированных растворов и пен, растворов на углеводородной (нефтяной) основе, прямых и обращенных эмульсий. А также полимерные добавки - для улучшения выноса шлама при небольшой подаче буровых насосов и для повышения степени очистки растворов от шлама. Поэтому наиболее рациональна методика **химической обработки** буровых растворов по заранее выработанной физико-химической, гидравлической программе, учитывающей параметры взаимодействия растворов, реагентов, пород

---

<sup>2</sup> **Сальник** в технике - уплотнение, герметизированный зазор между подвижной и неподвижной деталями (например, между поршневым штоком и цилиндром). Применяют сальники с мягкой (асбест, фетр, резина) и твердой (например, металлической) набивками.

и пластовых флюидов. Причём надо учесть, что химический состав бурового раствора при поступлении в него пластовых вод, сероводорода может значительно измениться с образованием твердого осадка.

Следует отметить, что в процессе проводки скважины не исключены также внезапные **прекращения циркуляции** бурового раствора (отключение электроэнергии, неисправность насоса). Поэтому раствор должен удерживать шлам в скважине во взвешенном состоянии, в противном случае образуется шламовая пробка в затрубном пространстве, что может привести к затыжкам и прихватам колонны.

При замкнутой схеме циркуляции буровой раствор после выхода из скважины вновь должен быть тщательно **очищен от шлама**, а если это требует технология бурения - то и от газа. При бурении с промывкой водой качественная очистка обеспечивается путём отстоя водной суспензии и введением добавок гидро-фобизаторов. Для этого между устьем скважины и буровым насосом устанавливают отстойные ёмкости или роют бульдозерами амбары. Суммарный объём отстойников должен в 2,5-4 раза превышать объём скважины.

## Крепление скважин

Надо отметить, что широко используемые для крепления скважин **портландцементы** и другие специальные цементы при цементировании интервалов с высокими и низкими отрицательными температурами имеют длительный интервал между началом и концом схватывания, особенно при отрицательных и невысоких положительных температурах, что приводит к зависанию, снижению гидростатического давления в скважине и, как следствие, к проявлению.

При отрицательных температурах в скважине образуется непрочный с высокой проницаемостью камень, а выделяющееся при гидратации тепло способствует подтаиванию многолетнемёрзлых пород, созданию каверн. А при последующем смерзании нередко происходит смятие обсадных колонн. При высоких температурах (150-210°C) многие цементные растворы схватываются слишком быстро, что затрудняет или делает невозможным их продавку в заколонное пространство.

## Промывочная жидкость

Промывочная жидкость закачивается в скважину для улучшения дебита из продуктивного пласта. Различные требования к составу и качеству промывочной жидкости, предъявляемые в конкретных условиях разбурирования объекта при многообразии геологических условий и дешевизны подходящего сырья – привели к появлению промывочных жидкостей нескольких **типов**:

### I. Промывочные жидкости на водной основе

- а) вода (пресная, морская, рассолы);
- б) глинистые суспензии;
- в) естественные суспензии, образующиеся при разбурировании неглинистых пород и аргиллитов;

- г) суспензии на базе гидрогелей;
- д) эмульсии типа «масло в воде»;

## II. Промывочные жидкости на неводной основе

- а) дегазированная нефть и нефтепродукты;
- б) многокомпонентные растворы на углеводородной основе;
- в) обращенные эмульсии типа «вода в масле».

## III. Газообразные рабочие агенты

(воздух, природные газы, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания).

## IV. Аэрированные промывочные жидкости и пены.

При бурении скважин наиболее широко используют жидкости на водной основе, затем - газообразные агенты и аэрированные жидкости. Промывочные жидкости на неводной основе применяют чаще всего для решения специальных задач, а также при разбуривании пород, склонных к пластическому течению (бишофит, карналлит, сильно засоленные глинистые породы), и бурении глубоководных аргиллитов в скважинах с высокими забойными температурами.

**Аэрирование** влияет только на плотность и условную вязкость промывочной жидкости, при этом вязкость глинистых растворов при аэрации возрастает.

**Очистка.** Промывочную жидкость приходится очищать от обломков выбуренной породы, от абразивных частиц, содержащихся в глинистом сырье, а иногда также от излишней твердой фазы. Для очистки от крупных частиц широко используют механические способы (вибрационные сита и конвейерные сетки) и гравитационные (осаждение в амбарах и при малой скорости течения в желобах); для удаления наиболее мелких частиц применяют гидроциклоны, а за рубежом иногда также центрифуги.

### III. Основы оптимизации режимов бурения

Эффективность разрушения горных пород при проводке скважины зависит от **комплекса факторов**: осевой нагрузки на долото ( $G$ ), частоты вращения долота ( $\omega$ ), расхода  $Q$  и параметров бурового раствора ( $p$ ,  $T$ ), типа долота, геологических условий, механических свойств горных пород. Выделяют **управляемые параметры** режима бурения ( $G$ ,  $\omega$ ,  $Q$ ,  $p$ ,  $T$ ), которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое, и факторы, которые невозможно оперативно изменять. Определённое сочетание их, при котором осуществляется механическое бурение скважины, и называется режимом бурения. При бурении гидромониторными долотами на показатели работы большое влияние оказывает **энергия струй** из насадок долота, которая является функцией скорости истечения и диаметра струи.

Режим бурения, обеспечивающий получение наилучших технико-экономических показателей (при данных условиях бурения), называется оптимальным. Иногда в процессе бурения приходится решать и специальные задачи, например - проводка скважины через поглощающие пласты, обеспечение минимального искривления скважины, максимального выхода керна, качественного вскрытия продуктивных пластов. Режимы бурения, при которых решаются такие задачи, называются специальными.

Каждый параметр режима бурения влияет на эффективность разрушения горных пород, причем влияние одного параметра зависит от уровня другого.

Сочетание этих параметров, обеспечивающее достижение наилучших показателей работы данного долота с помощью данной буровой установки, называют **оптимальным** режимом бурения. Режим бурения называют **скоростным**, если на данном этапе достигнуты наивысшие показатели работы долот и использованы более мощная буровая установка и более совершенные технические средства - по сравнению с теми, которые применяются для массового бурения скважин на данной площади.

Если сочетание параметров выбирают не для получения высоких показателей работы долота, а с целью предотвращения искривления скважины, принудительного искривления её с заданной интенсивностью в нужном направлении, улучшения эффективности отбора керна и т. д., - то режим бурения называют **специальным**.

Об эффективности работы долота на забое судят по нескольким показателям, основными из которых являются следующие.

1. Проходка  $h$ , т. е. количество метров, пробуренных данным долотом до полного износа.

2. Проходка  $h_p$  за рейс, т. е. количество метров, пробуренных долотом с момента спуска до момента подъёма его с забоя. Для всех долот, кроме алмазных, обычно проходка за рейс равна общей проходке  $h_p = h$ . Алмазное же долото, отличающееся большой работоспособностью, может быть спущено в

скважину неоднократно: иногда одно алмазное долото используют при бурении отдельных интервалов в нескольких скважинах. Поэтому для алмазных долот  $h_p < h$ .

3. Средняя механическая скорость проходки ( $v_m$ ), т. е. количество метров, пробуренных в единицу времени (в м/ч):

$$v_m = \frac{h_p}{t_m}$$

где  $t_m$  - время, затраченное на углубление забоя на  $h_p$  (иначе - продолжительность механического бурения), в часах.

4. Средняя рейсовая скорость проходки ( $v_p$ ), т. е. средняя скорость углубления скважины с учётом затрат времени на разрушение породы и на замену изношенного долота новым, в м/ч:

$$v_p = \frac{h_p}{t_m + t_c}$$

где  $t_c$  — время, затраченное на замену изношенного долота (точнее, на подъём изношенного долота на поверхность, замену его и спуск нового долота на забой, а также на промывку скважины и проработку призабойного участка новым долотом), в часах.

5. Себестоимость 1 м проходки:

$$C = \frac{C_d}{h} + \frac{C_m t_m + C_{cm} t_c}{h_p}$$

где  $C_d$  - стоимость собственно долота в руб;  $C_m$  - стоимость 1 ч механического бурения в руб/ч;  $C_{cm}$  - стоимость 1 ч операции по замене изношенного долота в данном интервале скважины в руб/ч.

Скорость разрушения породы долотом в любой данный момент времени - называют мгновенной (или механической) **скоростью проходки  $v_{mg}$** .

## Осевая нагрузка

Разрушение горной породы на забое механическим способом невозможно без создания осевой нагрузки на долото (рис. 1). Чем выше осевая нагрузка ( $G$ ) — тем выше и механическая скорость бурения ( $v_m$ ), причём темп её роста для мягких пород более быстрый, т.к. здесь больше глубина погружения зубьев в породу. Известно, что использование поверхностно-активных веществ ПАВ (понижителей твёрдости) увеличивает скорость бурения.

С увеличением всестороннего сжатия и, следовательно, глубины залегания породы, - повышается пластичность её и уменьшается объём лунки, обра-

зующейся при вдавливании зуба долота. Поэтому, для разбуривания породы, залегающей на большой глубине, требуется долото с меньшим шагом, чем для разбуривания породы на значительно меньшей глубине. Но **уменьшение шага** ведёт к снижению контактного удельного давления на породу и, следовательно, к менее эффективному бурению.

В то же время, увеличение глубины внедрения зуба вследствие пластической деформации породы - создает благоприятные условия для скалывания её и для применения долот с **повышенным коэффициентом скольжения**. Таким образом, увеличение скалывающего воздействия в некоторой степени компенсирует ухудшение эффективности разрушения путём вдавливания.

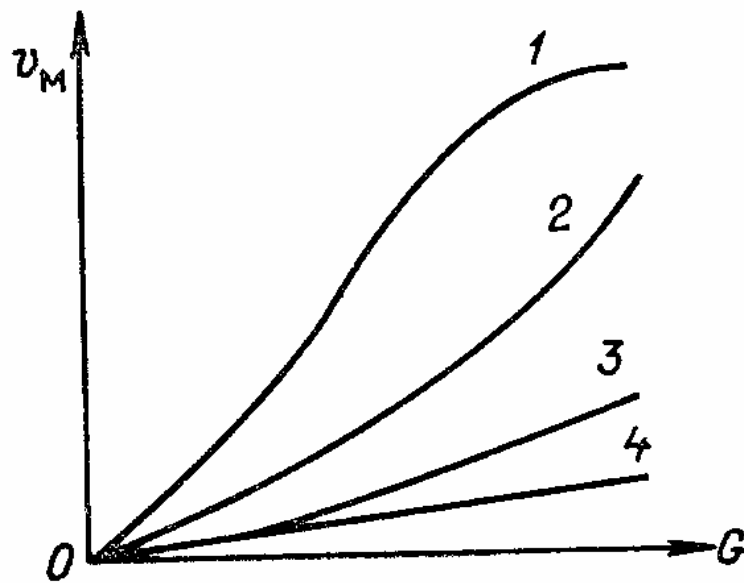


Рис. 1. Зависимость скорости бурения ( $v_m$ ) от осевой нагрузки ( $G$ ) для различных пород: 1 – мягкие; 2 – средней твердости; 3 – твердые; 4 – крепкие породы

### Влияние параметров режима бурения на величину проходки на долото

Проходка на долото зависит от скорости разрушения породы и длительности работы его на забое, т. е. от долговечности.

**Скорость бурения.** Обычно, скорость бурения, даже при высокоскоростном бурении, составляет не более 1-3 м/ч.

**Механическая скорость** проходки при увеличении осевой нагрузки и неизменной скорости вращения долота растёт быстрее, чем при увеличении скорости вращения и постоянной осевой нагрузке. Мощность на долоте линейно зависит от скорости вращения и осевой нагрузки. Отсюда следует, что форсировать режим бурения шарошечными долотами выгоднее путём **повы-**



**шения осевой нагрузки на долото и снижения скорости вращения**, так как при этом замедляется износ вооружения и опор.

С увеличением глубины возрастает время на замену изношенного долота новым, поэтому увеличение проходки за рейс, достигаемое путём повышения осевой нагрузки и снижения скорости вращения долота, ведёт к росту рейсовой скорости.

**Долговечность опор.** Большое влияние параметры режима оказывают на долговечность опор шарошечных долот. Основными причинами выхода из строя опор являются появление большого люфта в подшипниках из-за истирания тел качения и беговых дорожек и усталостное разрушение их под воздействием больших переменных контактных напряжений. С ростом осевой нагрузки уменьшается срок службы опор при неизменной скорости вращения долота.

Под скоростью износа понимают объём изношенного металла вооружения долота в единицу времени. Наиболее интенсивно зубья изнашиваются в начале работы долота, пока площадь контакта их с породой мала, а контактное давление велико. По мере их износа и увеличения площади контакта уменьшаются контактное давление и скорость износа. Поэтому механическая скорость проходки наиболее интенсивно снижается также в начальный период работы долота на забое.

Но для получения высоких механических скоростей бурения при достаточной очистке забоя необходимо создавать на долото **высокую нагрузку**, ограничиваемую лишь прочностью бурильной колонны и передаваемым (от ротора или от забойного двигателя) крутящим моментом.

Однако целесообразность такого режима бурения с предельной осевой нагрузкой требует более сложного технико-экономического анализа с учётом **ускоренного изнашивания** опор и вооружения долот, возможности получения максимальной проходки на долото, снижения частоты вращения и фактической потребности в большем расходе раствора.

При бурении разрушается не только порода забоя, но и вооружение самого долота, а в шарошечных долотах ещё и подшипники. Любое изменение параметров режима сказывается на интенсивности **износа долота**, а по мере его износа снижается и механическая скорость проходки. Наиболее интенсивно зубья изнашиваются в начале работы долота, пока площадь контакта их с породой мала, а контактное давление велико. По мере их износа и увеличения площади контакта - уменьшаются контактное давление и скорость износа.

Скорость износа возрастает пропорционально осевой нагрузке, пока контактное давление не достигнет некоторого значения, зависящего от предела текучести материала зубьев, а при высоких скоростях вращения - от предела их выносливости. При дальнейшем повышении осевой нагрузки темп прироста скорости износа существенно увеличивается. Скорость износа растёт пропорционально скорости вращения долота (даже быстрее – при бурении в твёрдых породах).

**Проходка на долото** Известно, что проходка на долото зависит от механической скорости проходки и долговечности долота, которые в свою очередь зависят от параметров режима бурения, поэтому проходка на долото также зависит от тех же параметров. Пример этой функциональной зависимости при бурении в преимущественно твёрдых породах приведён на рис. 2 и 3. При данной **скорости вращения** долота, как видно из этих рисунков, существует **только одно оптимальное** значение осевой нагрузки, при котором обеспечивается получение наивысшей проходки конкретным долотом в определенной породе. А при данной осевой нагрузке существует **одно оптимальное** значение скорости вращения, при котором достигается наибольшая проходка за рейс выбранным долотом в данной породе. Любое отклонение от этих оптимальных значений осевой нагрузки и скорости вращения - ведёт к снижению проходки за рейс, даже в том случае, если механическая скорость проходки при этом возрастает.

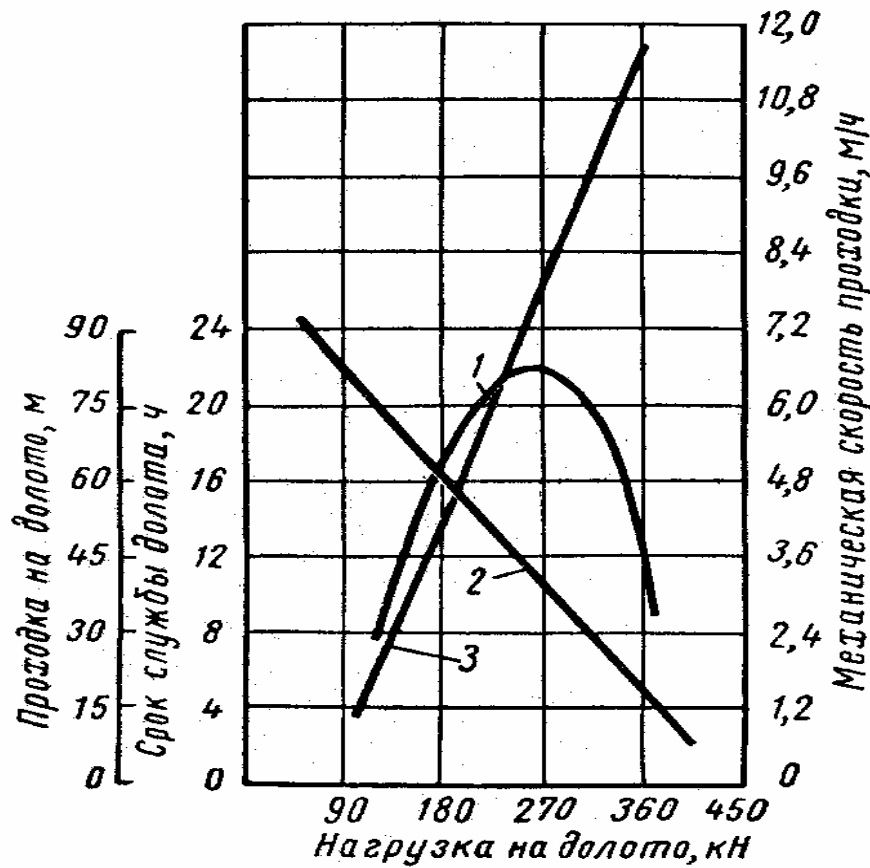


Рис. 2. Зависимость проходки рейс (1), долговечности долота (2) и механической скорости проходки (3) от осевой нагрузки при постоянной скорости вращения

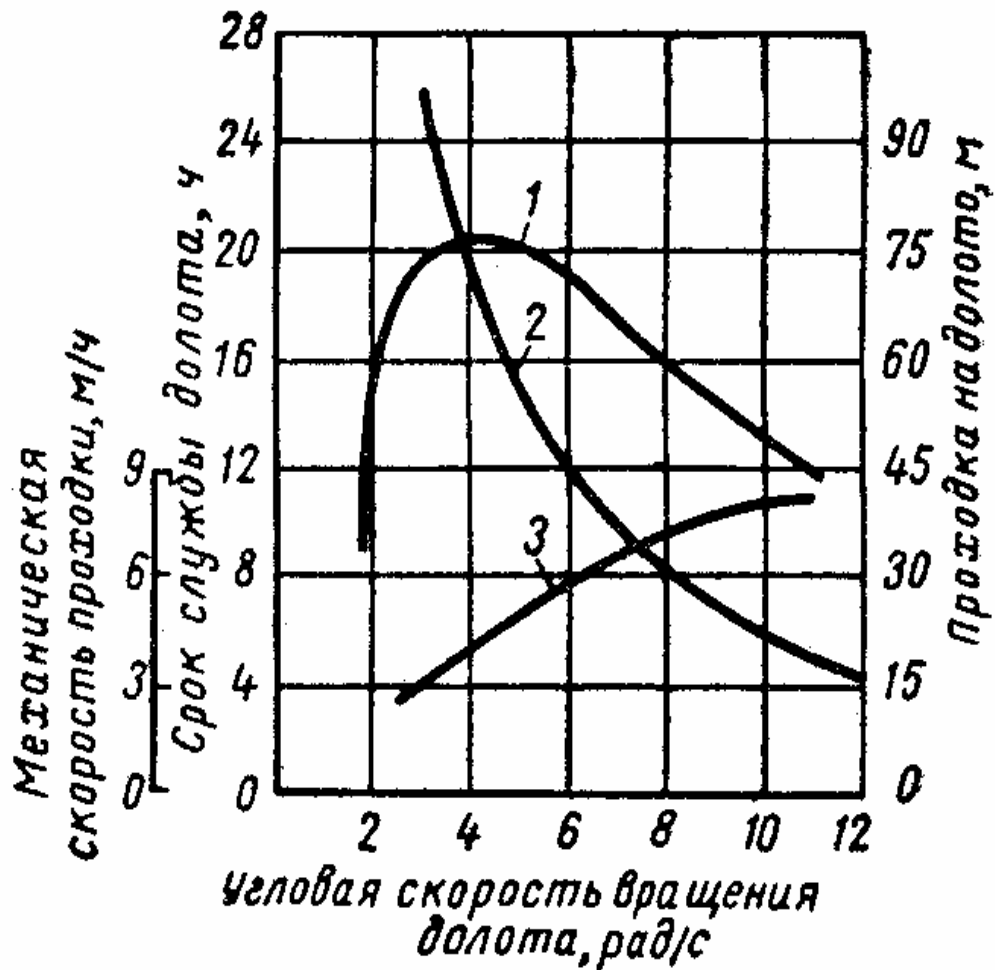


Рис. 3. Зависимость механической скорости проходки (3), долговечности долота (2) и проходки за рейс (1) от скорости вращения при постоянной нагрузке

### Частота вращения долота

С изменением частоты вращения долота ( $\omega$ ) меняется число поражений забоя зубьями шарошечного долота. **Критическая частота** вращения находится в пределах **100-200 об/мин**, при дальнейшем повышении частоты вращения темп роста механической скорости бурения уже снижается.

При определенных частотах вращения возможно совпадение (резонанс) частот собственных и вынужденных колебаний низа бурильной колонны, что приводит к повышению эффективности разрушения, увеличению механической скорости.

**Скорость вращения.** Механическую скорость проходки рассчитывается как произведение величины углубления забоя за один оборот долота на общее число оборотов в единицу времени.

Величина углубления за один оборот долота не зависит от скорости вращения только в области поверхностного разрушения породы, а уже при более

высоких контактных давлениях - она уменьшается с увеличением скорости вращения по нескольким причинам:

- с ростом скорости вращения **сокращается длительность** контакта зуба с породой и при большой скорости длительность контакта может оказаться недостаточной для разрушения; темп снижения величины углубления за один оборот долота тем выше, чем больше осевая нагрузка на забой.

- для удаления раздробленной или сколотой породы при высокой скорости вращения долота времени, с момента воздействия зуба одной шарошки до момента воздействия зуба другой шарошки, может оказаться недостаточно для **удаления породы**, разрушенной предыдущим зубом, и последующий зуб вынужден повторно измельчать оставшийся шлам;

- скорость вращения усиливает износ зубьев шарошек, увеличивается их площадь контакта с породой и, следовательно, уменьшается контактное давление зубьев на породу;

- из-за пружинящего эффекта ранее выбуренных, но не удаленных с забоя частиц породы, - уменьшается сила удара зубьев долота о породу (также пружинящий эффект возникает при высоком давлении промывочной жидкости, которую вытесняют зубья долота при перекачивании по забою).

Практика бурения показывает, что если механическая скорость проходки не превышает **15 м/ч**, то увеличивать расход промывочной жидкости при роторном бурении и бурении электробурами целесообразно лишь до тех пор, пока **скорость восходящего потока не достигнет 0,5-0,75 м/с**. При дальнейшем увеличении расхода в большинстве случаев потребная гидравлическая мощность возрастает так значительно, что дополнительные затраты средств на повышение мощности не оправдываются небольшим приростом механической скорости проходки.

### **Промывка скважины буровым раствором**

Непрерывная циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечивать чистоту ствола скважины и забоя, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы, предупреждать осложнения. Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения показано на рис. 4, Как видно из рисунка: пока обеспечивается своевременное и полное удаление шлама, механическая скорость продолжает повышаться с увеличением расхода раствора почти линейно, до некоторой величины, затем – несколько снижается.

В случае повышения частоты вращения увеличивается скорость подачи раствора на забой и облегчается взвешивание шлама.

На долговечности опор положительно влияет и **улучшение очистки забоя** от выбуренных частиц (снижение концентрации их в промывочной жидкости в призабойной зоне) за счёт увеличения расхода жидкости и, особенно, за счёт гидравлической мощности в насадках гидромониторного долота. В подшипники шарошек поступает менее загрязнённая жидкость, и срок их

службы до износа заметно возрастает. Улучшение очистки забоя ведёт также к снижению затраты энергии на повторное измельчение выбуренных обломков и к повышению механической скорости проходки. Например, при замене обычных долот на **гидромониторные** и при поддержании **скорости струи** на уровне **60-75 м/с** при роторном бурении - проходка за рейс возрастает на 30-50% и более.

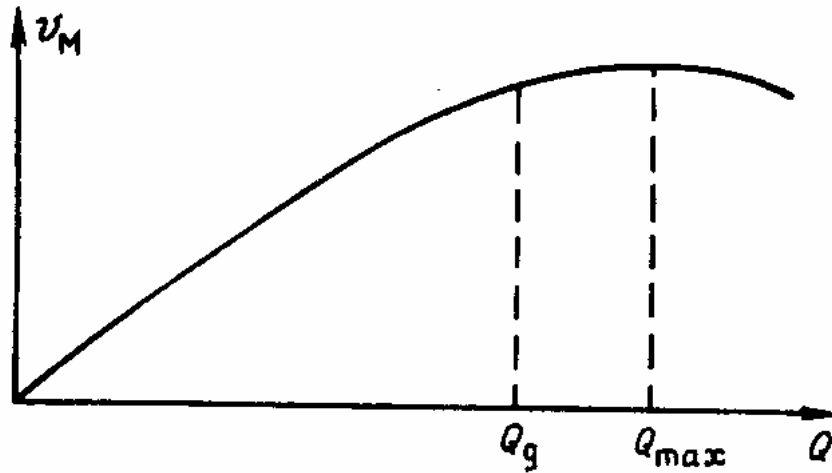


Рис. 4. Зависимость скорости бурения ( $v_m$ ) от расхода промывочного раствора ( $Q$ )

Долгое время, особенно с развитием турбинного бурения, общей тенденцией было бурение при повышенных расходах раствора, достигавших 25-35 л/с - для долот диаметром **191 мм** и 50-65 л/с - для долот диаметром **269-295 мм**. Но опыт бурения и исследования показывают, что вполне достаточны расходы **15-25 и 40-45 л/с** соответственно. Для улучшения очистки забоя важно не увеличивать расход сверх этих величин, а совершенствовать **направление потоков** на забое и повышать (оптимизировать) скорости истечения раствора из насадок.

На механическую скорость бурения существенно влияет **плотность бурового раствора**. При повышении плотности от  $\rho=1$  до  $1,3 < \rho < 2,4$  механическая скорость при прочих равных условиях снижается от 10 до 100%. Наибольшая механическая скорость получается при продувке скважины воздухом, несколько ниже - при промывке азрированной жидкостью.

Влияние плотности раствора на механическую скорость бурения объясняется повышением гидростатического давления на забой и ростом перепада давления между скважиной и разбуриваемым пластом, в результате чего ухудшаются условия образования трещин, т.к. выкалываемые частицы прижимаются к массиву.

С понижением плотности в большей мере проявляется эффект неравномерного всестороннего сжатия, облегчающего разрушение пород. С повышением плотности бурового раствора для достижения объёмного разрушения

пород требуется повышение осевой нагрузки, а при бурении с промывкой **аэрированной** жидкостью и продувкой воздухом относительно высокие механические скорости могут быть достигнуты и при меньшей осевой нагрузке.

Чем выше проницаемость пород и больше водоотдача (фильтрация), меньше вязкость фильтрата, ниже частота вращения, больше продолжительность контакта - тем слабее влияние плотности раствора, поскольку давление на забое и на глубине выкола успевает выравняться.

Растворы с вязкоупругими свойствами относительно лучше выносят шлам с забоя при небольших расходах и низких частотах вращения. Поверхностно-активные свойства фильтрата, добавки ПАВ в растворе облегчают развитие трещин, препятствуют их смыканию, и из-за этого ускоряется проходка. **Смазывающие добавки** уменьшают потери на трение и дают возможность отрабатывать долота при повышенных осевых нагрузках. При увеличении концентрации твердых частиц снижается скорость бурения.

**Расход промывочной жидкости.** Значительный рост механической скорости проходки достигается в том случае, когда скорость струй, вытекающих из гидромониторного долота, превышает критическое значение **60-75 м/с**, чем выше твёрдость пород – тем выше должна быть и скорость.

Улучшение очистки забоя от выбуренных частиц и снижение концентрации их в промывочной жидкости в призабойной зоне, достигаемое увеличением расхода жидкости и, особенно, гидравлической мощности, реализуемой в насадках гидромониторного долота, положительно сказываются на долговечности опор. В подшипники шарошек поступает менее загрязненная жидкость, и срок их службы до износа заметно возрастает.

Улучшение очистки забоя ведёт также к снижению затраты энергии на повторное измельчение выбуренных обломков и соответствующему увеличению энергии, расходуемой непосредственно на разрушение породы, а следовательно, к повышению механической скорости проходки.

### **Влияние состава и свойств промывочной жидкости на эффективность работы долот**

Одной из причин снижения механической скорости проходки с увеличением глубины скважины – является увеличение твердости горных пород.

Из опыта бурения известно, что с **увеличением давления столба промывочной жидкости** в скважине механическая скорость проходки разных пород изменяется не одинаково (рис. 5): при разбурировании одних пород она может уменьшиться кратно, а при разбурировании других - снижается незначительно или даже остаётся неизменной.

На характер изменения скорости проходки с ростом гидростатического давления влияют и другие факторы. Например, **разность между давлением столба промывочной жидкости в скважине и поровым давлением** в разбуриваемой породе: чем больше эта разность, тем больше сила, прижимающая выбуренные частицы к породе, тем труднее удалить их с забоя и, следовательно,

приходится затрачивать больше энергии на их измельчение. Для отделения от забоя выбуренной частицы породы необходимо, чтобы давление в микрощели между частицей и материнской породой стало равным давлению столба промывочной жидкости и тогда микрощель заполнится жидкостью (пластовая жидкость, промывочная жидкость либо фильтрат). Скорость заполнения микрощели зависит от проницаемости породы, вязкости пластовой жидкости, а также реологических свойств промывочной жидкости, от её водоотдачи и от вязкости фильтрата. Чем **выше проницаемость породы и меньше вязкость** насыщающей жидкости, тем быстрее микрощель заполняется жидкостью и тем меньше влияние давления столба промывочной жидкости на механическую скорость проходки. Например, при разбурировании высокопроницаемого известняка, поровое давление в котором равно давлению столба воды (промывочная жидкость), давление последней практически не влияло на скорость проходки (см. рис. 5, кривая 1). При разбурировании малопроницаемого мрамора с промывкой чистой водой механическая скорость проходки снижалась, хотя и медленно (см. рис. 5, кривая 2). В практически непроницаемый глинистый сланец вода проникает крайне медленно, так что повышение порового давления до давления, создаваемого промывочной жидкостью, затруднено, поэтому механическая скорость проходки с ростом давления столба промывочной жидкости здесь снижается значительно (см. рис. 5, кривая 3).

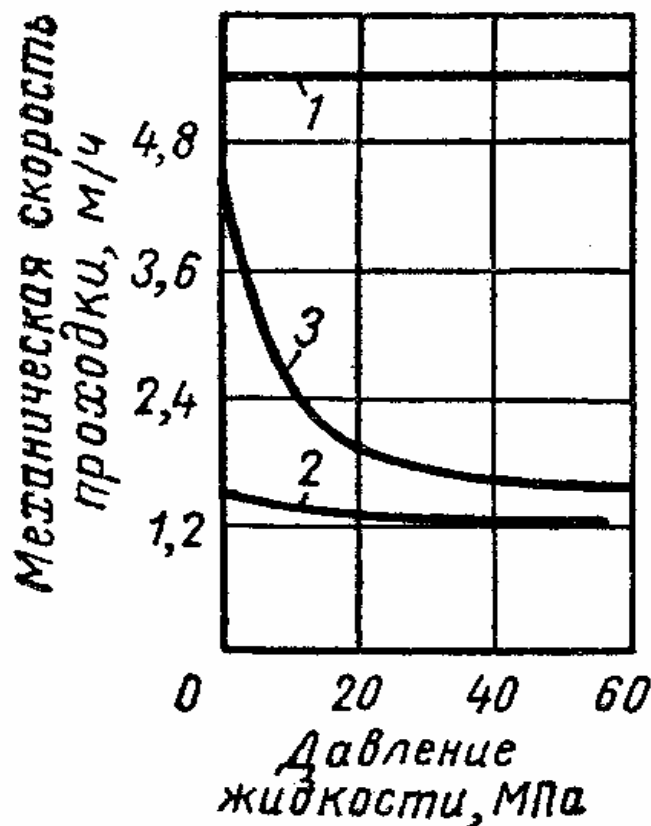


Рис. 5. Влияние давления столба промывочной жидкости на механическую скорость проходки в зависимости от проницаемости пород:  
1 - высокопроницаемый известняк; 2 - малопроницаемый мрамор; 3 - непроницаемый глинистый сланец

Особенно резко падает механическая скорость проходки при увеличении разности между давлением промывочной жидкости и поровым давлением до 7-10 МПа. Отсюда следует, что при бурении необходимо стремиться к **поддержанию равновесия** между поровым давлением в разбуриваемой породе и давлением столба промывочной жидкости путём регулирования её плотности, например, используя **продувку воздухом**. Так, при бурении скважин глубиной 2000-3000 м с продувкой воздухом механическая скорость проходки возрастает в 2-3 раза, а проходка за рейс в 5-10 раз.

При бурении с промывкой ньютоновскими жидкостями (вода, нефть) механическая скорость проходки уменьшается с ростом вязкости. Чем выше вязкость жидкости, тем толще слой с ламинарным (а не турбулентным) режимом течения - тем меньше **скорость течения** в нем, а снижение скорости течения затрудняет удаление с забоя выбуренных частиц даже после заполнения жидкостью микрощелей и выравнивания давлений.

При использовании для промывки жидкостей, содержащих **твёрдую фазу**, механическая скорость проходки уменьшается с увеличением содержания твердых частиц, причём темп снижения скорости проходки особенно значителен в области малых концентраций твёрдой фазы. Снижение механической скорости проходки вызвано образованием на поверхности забоя фильтрационной корки (или слоя) из частиц твердой фазы. Такая корка резко уменьшает скорость фильтрации жидкой фазы из промывочного раствора в микрощели в породе.

Механическая скорость проходки снижается с уменьшением **водоотдачи**. Это объясняется как образованием более прочной корки, затрудняющей удаление обломков, так и снижением скорости проникновения фильтрата в микрощели породы и замедлением темпа выравнивания давлений.

В промывочной жидкости почти всегда содержатся **поверхностно-активные вещества** (ПАВ), способные при адсорбции на поверхности горной породы уменьшать её прочность и тем облегчать разрушение её долотом. Наиболее заметно этот эффект (эффект Ребиндера) проявляется при разбуривании твёрдых пород в режиме поверхностного или усталостного разрушения. Так, в ряде случаев при бурении с промывкой водными растворами ПАВ механическая скорость проходки увеличивалась в 1,3-2,5 раза. В качестве таких веществ могут использоваться минеральные (NaOH,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , силикаты натрия и др.) и органические (сульфонол и др.) электролиты, неионогенные ПАВ (марки ОП-10 и др.), а также коллоиды и некоторые высокомолекулярные соединения в незначительных концентрациях (от 0,05 до 0,5-1%). Но некоторые ПАВ, облегчая разрушение горных пород, одновременно значительно увеличивают износ вооружения или подшипников долот, что может привести к снижению проходки за рейс.

С **увеличением вязкости**, предельного динамического напряжения сдвига или плотности промывочной жидкости при неизменной скорости промывки возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе и давление, которое должны создавать буровые насосы, а следовательно-



но, гидравлическая мощность на промывку скважины. Поэтому при замене одной промывочной жидкости, например воды, другой с большей вязкостью и значительным предельным динамическим напряжением сдвига или большей плотностью (например, глинистым раствором) - приходится **уменьшать расход жидкости**, особенно если до замены при бурении уже поддерживалось давление, предельно допустимое для насосов или прочности элементов нагнетательной линии. Снижение же расхода часто ведет к уменьшению механической скорости проходки.

Почти все факторы, которые способствуют снижению механической скорости проходки, неблагоприятно влияют также на величину проходки за рейс. Исключение составляют лишь добавки к водным промывочным растворам таких ПАВ, высокомолекулярных веществ и нефти, которые оказывают **смазывающее воздействие на подшипники** шарошечных долот и другие трущиеся поверхности и тем способствуют увеличению долговечности долота, снижению силы трения бурильных труб о стенки скважины, уменьшению сальникообразования на долоте и повышению фактической осевой нагрузки на забой. По этим же причинам возрастает проходка на долото при замене водной промывочной жидкости - раствором на нефтяной основе. Добавка смазывающих веществ положительно сказывается и на механической скорости проходки. Так, при увеличении **концентрации нефти в растворе** на водной основе **до 10%** почти пропорционально растёт скорость, а при концентрации нефти свыше 15% увеличение скорости проходки обычно прекращается, даже довольно часто наблюдается её снижение. Росту механической скорости проходки способствует и то, что при добавлении к водному раствору небольшого количества нефти эффективный **турбулентный режим** течения потока возникает при значительно меньшей скорости течения.

Но при замене водной промывочной жидкости раствором на нефтяной основе в скважинах глубиной до 2000-2500 м механическая скорость проходки часто несколько уменьшается. Это объясняется тем, что из растворов на нефтяной основе дисперсионная среда почти не отфильтровывается, и поэтому выравнивание порового давления в призабойной зоне и давления столба промывочного раствора весьма затруднено. При бурении же на больших глубинах, особенно в глинистых породах, часто наблюдается значительное увеличение механической скорости проходки за счёт повышения фактической осевой нагрузки на забой.

**Спуск и подъём бурильной колонны.** После износа долота бурильную колонну приподнимают на несколько метров и скважину промывают до тех пор, пока плотность промывочной жидкости, закачиваемой в скважину, будет незначительно отличаться от плотности промывочной жидкости, выходящей из скважины.

## Влияние осевой нагрузки, частоты вращения, расхода и свойств бурового раствора на стойкость долот и проходку

Увеличение осевой нагрузки и частоты вращения, повышение плотности, вязкости и концентрации твёрдых частиц, снижение расхода раствора, а также теплоёмкости, теплопроводности и смазывающих свойств буровых растворов, неравномерная (рывками) подача долота, продольные и поперечные колебания низа бурильной колонны, высокая температура на забое — всё это **сокращает долговечность** и время пребывания долота на забое. Однако конечная цель - не увеличение продолжительности пребывания долота на забое, а получение большей **проходки на долото** за возможно более короткое время. Поэтому, если изменение какого-то параметра приводит к сокращению продолжительности работы долота на забое, но одновременно увеличивается механическая скорость и повышается проходка на долото - то это изменение целесообразно.

Долота выбирают с учётом твёрдости, пористости, пластичности и абразивности горных пород; свойств бурового раствора, характеристики забойных двигателей, ротора и его привода.

Изменение какого-либо одного параметра режима не всегда ведёт к повышению эффективности бурения, если остальные параметры остаются неизменными. Например, **увеличение нагрузки на долото** может не сопровождаться ростом механической скорости проходки, если при этом не улучшается промывка забоя, т.к. обломки выбуренной породы, которые поток не в состоянии удалить с поверхности забоя, часто запрессовываются между зубьями долота, налипают на него и образуют сальник, в результате - скорость проходки снижается. И при увеличении скорости вращения механическая скорость проходки может не возрасти, а проходка за рейс — даже снизится из-за роста износа (если осевая нагрузка на долото и промывка забоя останутся неизменными).

Параметры режима взаимосвязаны, и наибольшая эффективность бурения достигается лишь при оптимальных сочетаниях этих параметров, зависящих прежде всего от свойств разбуриваемой горной породы и конструкции долота. При данной осевой нагрузке **увеличение скорости вращения** долота для повышения механической скорости проходки целесообразно лишь до тех пор, пока возрастает рейсовая скорость и снижается себестоимость 1 м проходки. Оптимальным является лишь тот режим бурения, при котором обеспечивается рост рейсовой скорости или снижение себестоимости 1 м проходки - по сравнению со всеми другими режимами. Любое форсирование режима путём изменения параметров, ускоряющих износ долота и уменьшающих рейсовую скорость (увеличивающих себестоимость 1 м проходки) - следует считать нерациональным.

## IV. Особенности оптимизации параметров при разных способах бурения

### 1. Роторный способ бурения

Особенностью роторного бурения является возможность индивидуального изменения любого параметра режима (осевую нагрузку, частоту вращения долота, расход бурового раствора и др.) – непосредственно с пульта бурильщика; при этом остальные параметры не изменяются. Оптимальное их сочетание может быть найдено только эмпирически, путём изменения каждого из параметров режима. Это позволяет подбирать лучшие сочетания параметров для конкретных условий бурения, т.к. при изменении одного или нескольких режимных параметров - технологически более целесообразно изменять и остальные в зависимости от избранного критерия оптимизации процесса углубления ствола скважины.

В настоящее время частота вращения долота при роторном способе бурения снизилась со 100-500 об/мин до 60-120 об/мин (за рубежом практикуются частота 25-40 об/мин). Это связано с тем, что с уменьшением частоты вращения снижаются затраты энергии на холостое вращение колонны и её износ, увеличивается долговечность бурильных труб и долота, уменьшаются вибрации и вероятность поломок труб. **Снижение частоты** вращения ( $n$ ), однако, должно сопровождаться повышением передаваемого на долото крутящего момента ( $M_d$ ).

Именно желание подводить к долоту как можно большую мощность вынуждает поддерживать высокие частоты вращения, поскольку низкая прочность применяемых прежде бурильных труб ещё больше ограничивала возможность передачи на забой крутящего момента. Снижение частоты должно сопровождаться гораздо большим повышением момента, чтобы подводить к долоту ещё большую и всё возрастающую мощность. При этом условии бурение будет вестись в наиболее выгодном низкооборотном режиме при повышенных осевых нагрузках на долото.

С увеличением отношения  $M_d/n$  существенно снижается энергоемкость разрушения пород. Низкооборотное бурение целесообразно и потому, что достаточно стойкие долота с герметизированной опорой созданы именно для этого режима. Всё это обеспечивает получение большей проходки на долото, чем при бурении забойными двигателями, что особенно заметно при проходке высокоабразивных или же пластичных пород.

Благодаря возможности передачи относительно больших крутящих моментов при бурении на 4000-6000 м роторный способ перспективен и при проводке сверхглубоких скважин в абразивных, пластичных породах. Вращение бурильной колонны способствует закручиванию потока и лучшему выносу шлама. При роторном способе применяются те же высоконапорные насосы, что и при турбинном бурении, поэтому имеется существенный резерв для повышения давления, который может быть использован в насадках **гидромониторных долот**.

Меньшая потребность в расходе бурового раствора позволяет создавать гораздо больший перепад давления и более высокую скорость истечения его из насадок. При снижении частоты вращения долота уменьшается вращательно-вихревой эффект потока раствора, ослабляется взвешивание шлама по сравнению с высокооборотным бурением. Поэтому промывка забоя должна быть более совершенной.

Роторное бурение возможно при всех видах бурового раствора, однако требования к его смазывающей и противоизносной способности выше. Аварийность при роторном способе выше - вследствие большего изгиба и закручивания бурильной колонны, большей динамичности и действия знакопеременных напряжений.

При роторном бурении менее вероятно зависание бурильной колонны, поэтому осевая нагрузка в большей степени передаётся на долото. Знание частоты вращения, осевой нагрузки и крутящего момента помогает более надёжно оценивать уровень износа зубьев и опор долота, особенно при чередовании пород по твердости. По мере изнашивания опор при бурении в твердых породах крутящий момент возрастает, это позволяет более обоснованно контролировать и изменять режим бурения, отрабатывать и менять долото.

## 2. Бурение электробуром

Частота вращения электробура устанавливается ещё на стадии проектирования режима бурения - подбором типа электробура и числа редукторов. Опыт бурения подтвердил целесообразность использования одной-двух редукторных вставок, снижающих частоту вращения в 2-4 раза.

При наличии на буровой преобразователя частоты тока, допускающего её изменение с 50 до 35 Гц, частота вращения может регулироваться пропорционально изменению частоты тока. **Снижение частоты** позволяет снизить мощность двигателя, а крутящий момент на валу при этом остается почти неизменным, ведь нельзя существенно изменить осевую нагрузку на долото.

## 3. Бурение винтовыми двигателями

Основные особенности режима бурения винтовыми двигателями связаны с их рабочими характеристиками, которые резко отличаются от характеристик турбобуров и электробуров. Относительно большой крутящий момент, низкая частота вращения и меньшая длина делают винтовой двигатель более предпочтительным при бурении высокоабразивных пород различной твердости, при наборе зенитного угла наклонно-направленных скважин. Перспективен такой двигатель и для бурения пластичных пород, залегающих на большой глубине, вследствие меньшего перепада давления, чем в турбобуре.

## 4. Турбинное бурение

Для турбинного бурения характерна взаимозависимость режимных параметров и изменение одного параметра режима вызывает автоматически изменение других, поэтому нельзя задавать одновременно все параметры ре-

жима бурения. Обычно принято указывать тип турбобура, число секций, тип долота, расход бурового раствора и осевую нагрузку.

Если увеличить расход промывочной жидкости, соответственно возрастает скорость вращения. При постоянном расходе и осевой нагрузке - скорость вращения **возрастает** при повышении твердости и хрупкости разбуриваемой породы и **уменьшается** с ростом пластических свойств.

Приёмистость повышается при секционировании турбобуров и применении редукторов. Поэтому при бурении мягких и пластичных пород, использовании долот с большим скольжением (а также алмазных долот), увеличении глубины бурения - необходимо и секционирование и редуцирование.

При применении **редукторов** наблюдается обычно некоторое снижение механической скорости, однако увеличивается рейсовая скорость, особенно при проходке абразивных пород. Конкретные решения следует принимать лишь на основе анализа опыта бурения в аналогичных условиях.

Для выбора **типа турбобура** по интервалам бурения, оценки целесообразности использования гидромониторных долот и расчёта диаметров устанавливаемых в них насадок - обычно по интервалам бурения строят диаграмму насос-турбобур-скважина (НТС). При её построении (рис. 6) в координатах давление-расход (**p—Q**) в выбранном масштабе наносят последовательно гидравлические характеристики бурового насоса, скважины и турбобура.

Инженер-технолог из опыта бурения в конкретных условиях должен правильно выбрать, какую **часть гидравлической мощности** насосов следует преобразовать в механическую в турбобуре и какую - передать насадкам долот. Поскольку обычно механическое воздействие зубьев на породу более эффективно, энергоёмкость механического разрушения породы ниже энергоёмкости гидродинамического и даже гидроэрозионного разрушения, то стремятся сначала **передать на долото** через турбобур такую мощность, которая бы обеспечивала создание достаточной осевой нагрузки на долото и объёмное разрушение породы.

Однако чем успешнее разрушается порода механически, тем более совершенной должна быть **очистка забоя**. Например, при бурении мягких пород (до 500 МПа) при мощности на валу турбобура 100 кВт, моменте **M=200** кН-м и гидравлической мощности в насадках долота 100 кВт (скорость истечения 80-100 м/с) достигнута скорость бурения  $v_m = 100$  м/ч. В этих же условиях при повышении мощности на валу турбобура и снижении скорости истечения в насадках снизилась бы существенно механическая скорость бурения и значительно уменьшились бы стойкость опор и проходка на долото. Поэтому в отдельных случаях может быть установлен и **минимально необходимый перепад давления** в насадках долота ( **$\Delta p$** ), тогда на диаграмме НТС непосредственно, слева от линии  **$\Delta p = 0$**  - и откладывают эту величину.

Гидравлические характеристики различных турбобуров строят по справочным данным. При отсутствии данных именно для тех расходов, которые обеспечиваются насосом, или для тех плотностей растворов, которые проектируются, делают пересчёт по формулам подобия.

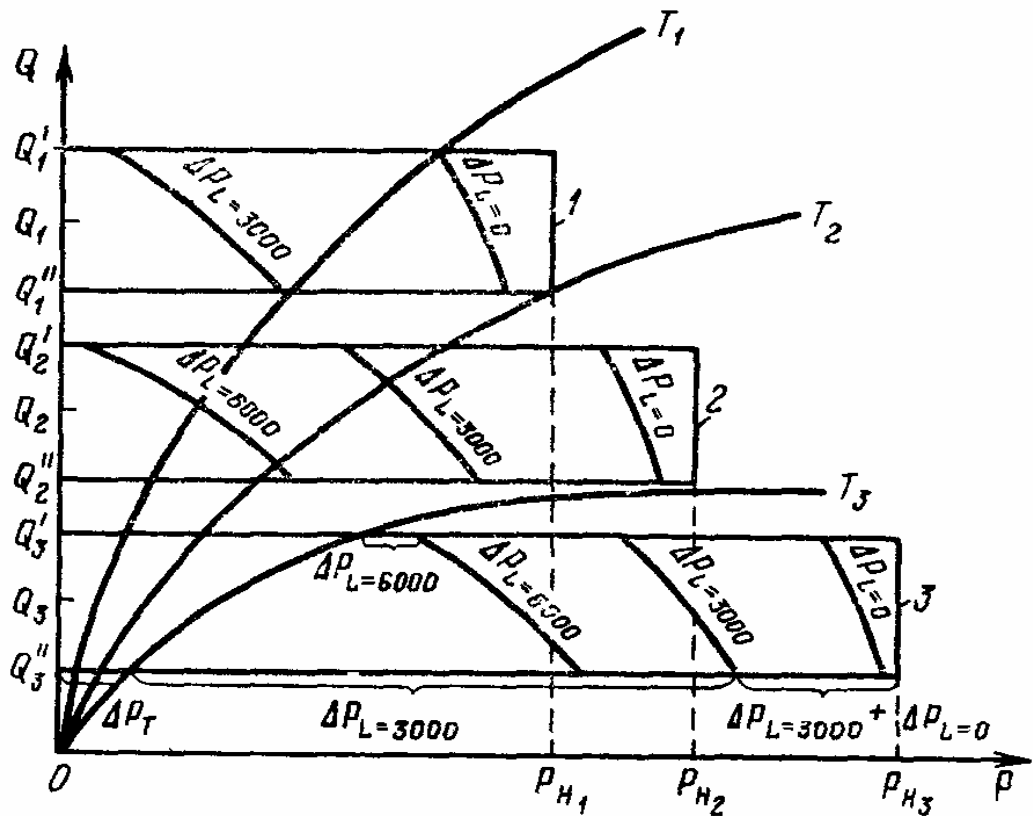


Рис. 6. Диаграмма насос-турбобур-скважина (НТС):

$Q$  – расход жидкости;  $P$  – её давление на забой (напор);

1, 2 и 3 – гидравлическая характеристика буровых насосов при диаметрах цилиндрических втулок соответственно  $d_1$ ,  $d_2$  и  $d_3$ ;

$\Delta p$  – потери напора в трубах и кольцевом пространстве, зависящие от глубины скважины;

$T_1$ ,  $T_2$  и  $T_3$  – гидравлическая характеристика различных турбобуров

Как видно на рис. 6, турбобур  $T_3$  можно использовать лишь при расходе  $Q_3$ , причем с гидромониторными долотами - при бурении на довольно больших глубинах. Так, при забое 3000 м и расходе  $Q_3$  в насадках долота может быть использован перепад  $\Delta p$ . Эта величина несколько превосходит даже перепад в турбобуре  $T_3$ .

При увеличении глубин бурения до 6000 м, а также расхода до  $Q_3$  перепад в насадках должен быть снижен. Если расход повысится до  $Q_2$  или  $Q_1$ , применять турбобур уже нельзя. Можно использовать турбобур без гидромониторных долот при глубине бурения  $L=7500$  м и расходе  $Q_2$ . Гидромониторными долотами можно бурить при этом расходе лишь на малых глубинах с насадками больших диаметров.

На этой же диаграмме строят и графики гидравлических мощностей насоса ( $N=p \cdot Q$ ), турбобуров или передаваемой на забой гидравлической мощности и суммы гидравлических мощностей турбобура и гидромониторных долот.

Таким образом, пользуясь **диаграммой НТС**, можно определить, на каких глубинах, какими турбобурами, с каким числом секций и какого диаметра гидромониторными долотами - можно бурить, передавая на забой максимальную мощность.

Обычно с **увеличением глубины** повышают число секций (до двух, трёх), используют тихоходные (**300-450 об/мин**) турбобуры с турбинами точного литья и небольшим перепадом давления. Некоторые тихоходные турбобуры устойчиво работают даже при снижении частоты вращения до 200-250 об/мин, что особенно важно при бурении в мягких пластичных породах.

**Диаметр** турбобуров подбирают максимально близким диаметру долота, принимают **зазор 10 мм** и более, исходя из условия передачи на забой наибольших мощности и крутящего момента, учитывая вероятность обвалообразований, прихватов, затяжек, заклинивания.

Турбобуры с шаровой опорой имеют меньшие потери на трение, чем с резино-металлической опорой, однако меньшая стойкость ограничивает их использование при бурении.

Низкая динамичность работы бурильной колонны при турбинном бурении даёт возможность применять **легкосплавные бурильные трубы**, а целесообразность снижения гидравлических сопротивлений приводит к использованию тонкостенных труб.

## V. Технология наклонно-направленного бурения

Очевидно, чем больше поверхность фильтрации в стволе скважины, тем большее количество жидкости будет поступать в неё при прочих равных условиях. Поэтому на нефтяных месторождениях с аномально низким пластовым давлением и очень плохими коллекторскими свойствами или высокой вязкостью нефти - иногда **поверхность фильтрации** многократно увеличивают за счёт создания нескольких боковых горизонтальных или почти горизонтальных стволов, расходящихся от основного ствола скважины по продуктивному пласту на несколько десятков (иногда сотен) метров.

Применение, техники и **технологии наклонно-направленного бурения** для недопущения или исправления искривлений скважин основано на создании отклоняющих сил на долоте в нужном направлении и с заданной величиной. Это достигается с помощью специальных компоновок низа бурильной колонны, включающих отклонители, центраторы и т.п. Увеличение жёсткости и веса нижней части бурильной колонны способствует сокращению длины сжатой её части.

Растягивающие усилия в нижней части бурильной колонны можно создать путём применения наддолотных утяжелителей (трубчатых, дисковых, стержневых), а также бурением с последовательным расширением ствола и

использованием компоновок, в которых нагрузка на долото-расширитель создается за счет веса бурильной колонны.

Наклонные скважины бурят в основном с помощью турбобуров, реже – с применением электробуров.

**Виды бурения** наклонных скважин: кустовое и многозабойное бурение.

**Кустовое** (веерное) бурение используется на труднодоступных участках для сокращения затрат на строительство буровой.

**Многозабойное** бурение скважин применяется для увеличения поверхности фильтрации нефти. Наиболее целесообразен этот вид бурения на месторождениях, добыча нефти из которых экономически малоэффективна из-за низкой проницаемости пластов и малой мощности их продуктивной части.

Выбор типа скважины (с несколькими забоями или с горизонтальным вхождением в пласт) зависит от геологических условий месторождения. Если продуктивная часть пласта сложена устойчивыми породами и возможна добыча нефти через открытый забой, то следует заканчивать скважину несколькими стволами. В этом случае скважину до продуктивного пласта бурят вертикально, а далее разветвляют - путём проходки нескольких резко искривленных стволов, расходящихся в разные стороны на сотни метров друг от друга.

В некоторых нефтегазовых регионах для предупреждения обвалов и желобообразования зенитный угол начинают набирать уже **при бурении под кондуктор**. Вертикальный участок длиной около 50 м в этом случае служит для придания ствола начального вертикального направления, а крепление искривлённого участка кондуктором полностью исключает отмеченные осложнения.

Типовые профили наклонно-направленных скважин приведены на рис. 7.

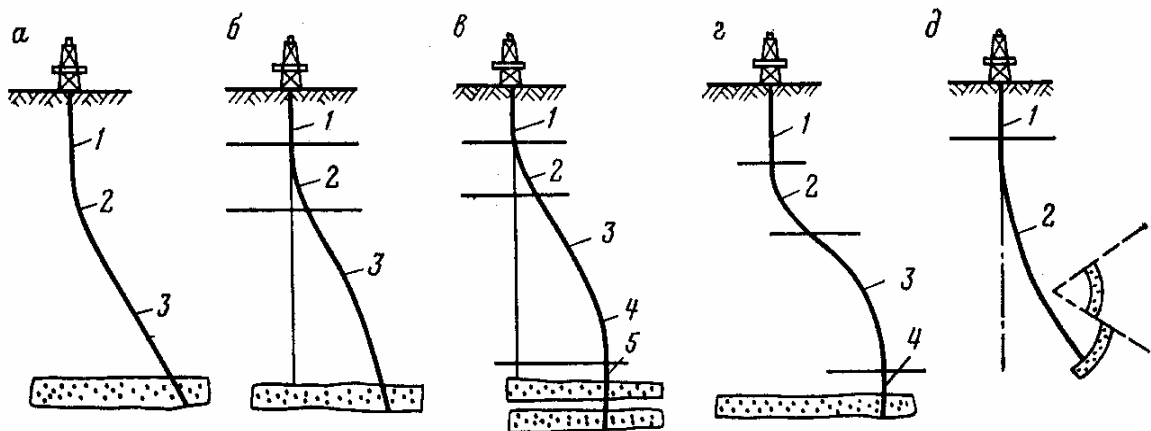


Рис. 7. Типы профилей

- 1 и 5 – вертикальный участок; 2 – набор зенитного угла;
- 3 – наклонно-прямолинейный участок;
- 4 – участок снижения зенитного угла



При изменении осевой нагрузки на долото в стволах с различными зенитными углами – величина отклоняющей силы значительно меняется (см. рис. 8).

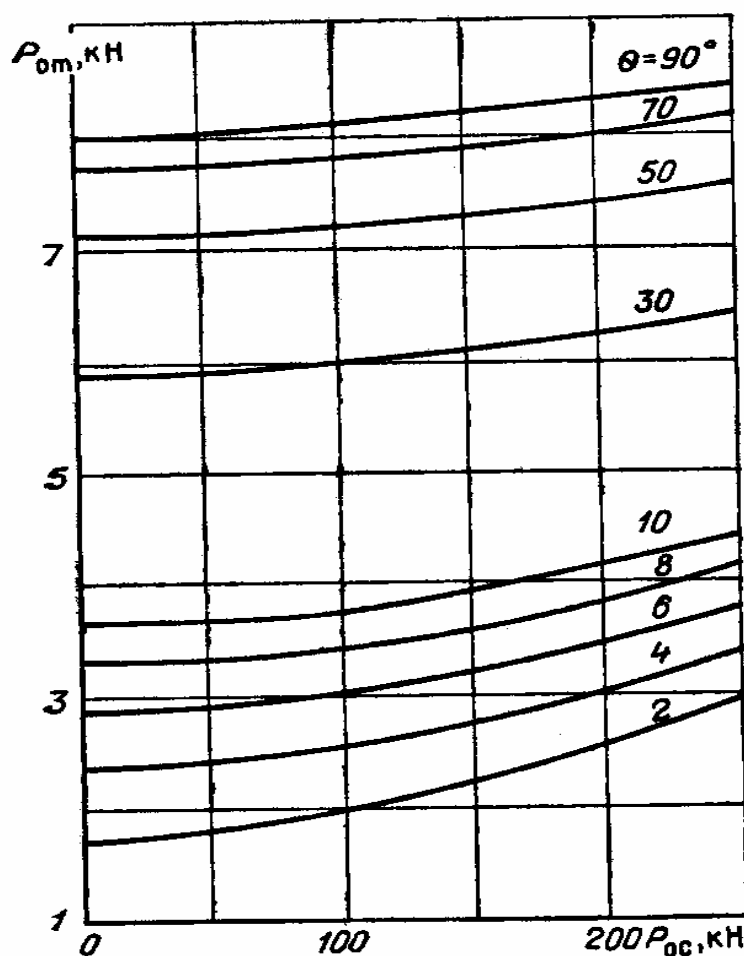


Рис. 8. Зависимость отклоняющей силы от осевой нагрузки и зенитного угла

При роторном бурении с помощью одного центратора, устанавливаемого в различных местах нижней части бурильной колонны, можно управлять величиной и знаком отклоняющей силы на долоте: если центратор расположен близко к долоту, то можно набирать зенитный угол при турбинном бурении; а удаляя центратор от долота, можно уменьшать отклоняющую силу до нуля и даже изменить её знак.

Например, для снижения искривления скважины необходимо установить центратор над забойным двигателем (или над бурильной колонной), но не далее 10-15 м от долота – и так, чтобы место установки соответствовало точке касания инструмента со стенкой скважины. Такие системы получили название «системы отвеса».

Для бурения наклонно-прямолинейного участка скважины (участок стабилизации кривизны) необходимо, чтобы сумма сил, действующих на долото в горизонтальной плоскости, была равна или близка нулю. Поскольку в про-

цессе бурения осевая нагрузка на долото постоянно изменяется (при этом постоянно перемещается и точка касания бурильной колонны со стенкой скважины), с одним центратором невозможно получить нулевые значения отклоняющей силы на долоте. Поэтому на практике для бурения наклонно-прямолинейных участков применяют два близко расположенных центратора, места установки которых рассчитывают.

Однако обычно рекомендации по установке центраторов могут быть даны на основе уже имеющегося практического материала: первый центратор находится либо на валу забойного двигателя, либо на ниппеле (шпинделе) турбобура, второй - на расстоянии 1,5-2 м от первого. Диаметры их должны быть близки диаметру долота. Допустимый износ — не более 2-3 мм по диаметру.

Применение центраторов для управления искривлением эффективно из-за того, что можно безориентированно и плавно изменять величину зенитного угла. При этом бурильная колонна обладает хорошей проходимостью по стволу скважины, так как не имеет предварительно искривленных деталей (рис. 9).

В тех случаях, когда возникает необходимость в изменении азимута, зарезки второго ствола скважины, резкого изменения параметров кривизны или набора кривизны в вертикальном стволе - применяют специальные **отклонители**, принудительно создающие изгиб низа бурильной колонны и прижимающие долото к стенке скважины в заданном азимуте. Применение таких отклонителей требует ориентирования всей бурильной колонны по азимуту (см. рис. 10).

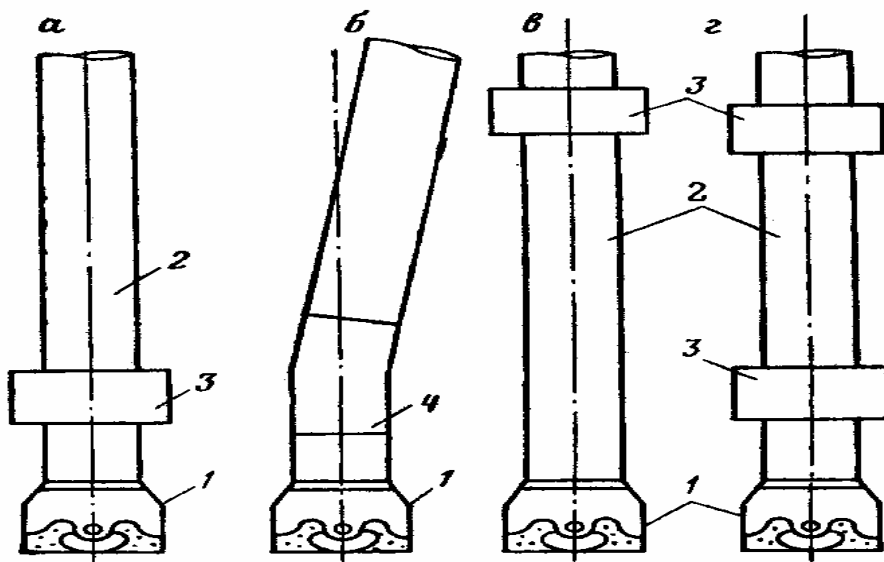


Рис. 9. Компоновки низа бурильной колонны:

а — для безориентированного набора зенитного угла; б — для изменения зенитного угла; в — для безориентированного снижения зенитного угла; г — для стабилизации зенитного угла; 1 — долото; 2 — забойный двигатель; 3 — центратор; 4 — забойный двигатель с искривленным шпинделем

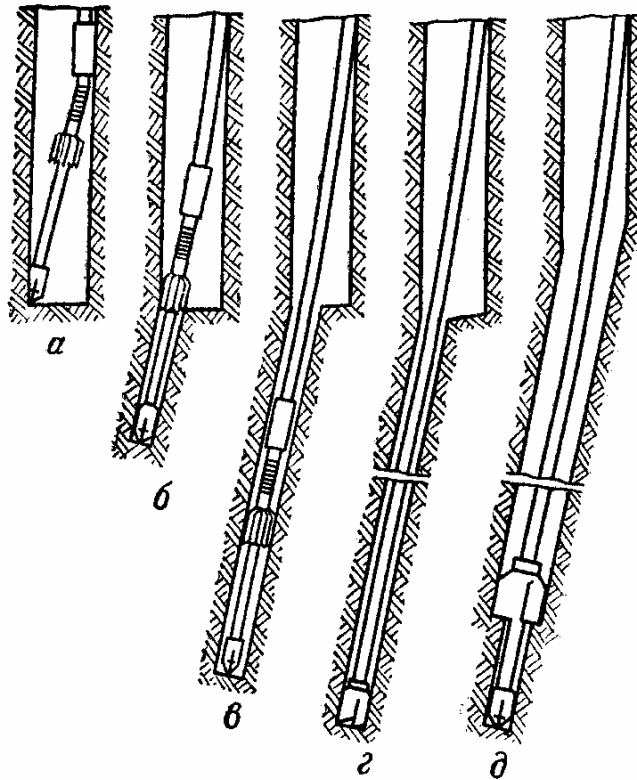


Рис. 10. Бурение с шарнирным отклонителем  
а, б, в, г и д – стадии бурения

При турбинном бурении и при бурении с электробуром отклонение ствола скважины от вертикали осуществляется также с помощью отклонителей различных конструкций: а) с кривым переводником; б) с искривленным секционным турбобуром; в) с турбинным отклонителем; г) с отклонителем марки Р-1; д) с накладкой на турбобуре и с кривым переводником; е) с эксцентричным ниппелем турбобура.

Скважины, заканчивающиеся **несколькими забоями**, или с горизонтальным входением в пласт бурят для увеличения поверхности фильтрации. Особенно эффективны эти виды наклонного бурения на месторождениях, добыча нефти из которых невозможна из-за низкой проницаемости пластов.

Выбор типа скважины (с несколькими забоями или с горизонтальным входением в пласт) зависит от геологических условий месторождения. Если продуктивный пласт сложен устойчивыми породами и возможна добыча нефти из скважины, имеющей открытый забой, тогда следует заканчивать скважину несколькими забоями.

В этом случае скважину до продуктивного пласта бурят вертикально, а далее разветвляют путём проходки нескольких резко искривленных стволов, расходящихся в разные стороны на сотни метров друг от друга. Возможны случаи, когда некоторые стволы переходят в горизонтальные, что позволяет получить большую площадь фильтрации (рис. 11).

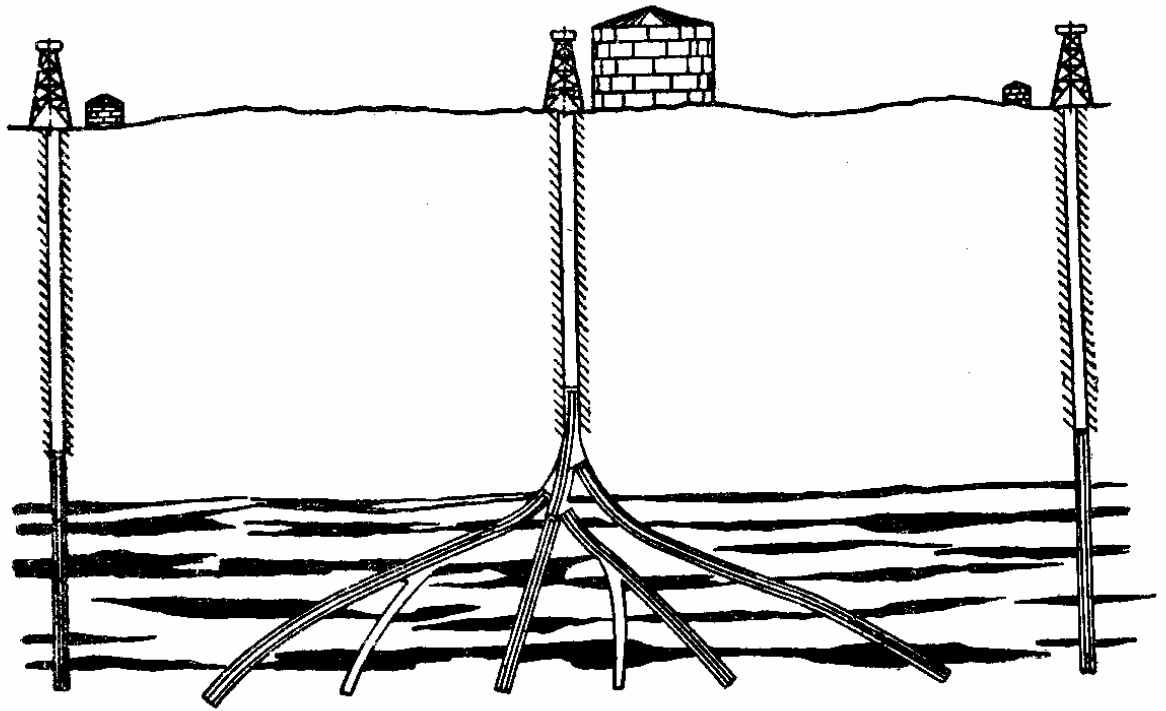


Рис. 11. Схема бурения скважины, заканчивающейся несколькими забоями

В практике наклонного бурения в нашей стране наиболее распространены **турбинно-секционные отклонители (ОТС)**. Конструкция ОТС позволяет осуществлять искривление скважины в основном за счёт асимметричного разрушения забоя. ОТС выполняется в виде шпинделя, соединяемого при помощи кривого переводника с верхней (вместо, нижней) секцией турбобура, что позволяет применять его (в одно- и многосекционном исполнении. Одна из особенностей отклонителя - специальное центрирующее устройство, которое устанавливают непосредственно над долотом. Опыт бурения с ОТС показал, что даже при сравнительно небольшом угле перекоса валов ( $1^{\circ}30'$ ) достигается высокая (до  $3^{\circ}$  и более на 10 м проходки) интенсивность набора кривизны без увеличения износа долот.

Основное условие эффективного управления траекторией долота - это обеспечение минимального зазора (либо полное исключение его) между наружным диаметром центратора и стенкой скважины. Необходимо исключить либо значительно уменьшить износ рабочих элементов во время спуско-подъёмных операций. Этим требованиям отвечают **центраторы с изменяемой геометрией центрирующих элементов**, такой центратор имеет два положения центрирующих деталей: рабочее и транспортное.

Для увеличения длины каждого разветвления в пределах продуктивного горизонта необходимо интенсивно искривлять стволы скважины. Для этого применяют только **жесткие отклонители** и укороченные турбобуры. Положительным фактором при проходке скважины с резким искривлением является **самопроизвольное ориентирование отклонителя на забое**. При

углах искривления отклонителей более  $2^{\circ}30'$  и углах наклона скважины свыше  $15-20^{\circ}$  плоскости искривления скважины и отклонителя совпадают с достаточной для практических целей точностью. Поэтому при бурении скважин, заканчивающихся несколькими забоями, отпадает необходимость ориентирования отклонителя на забое после набора упомянутого выше зенитного угла.

За рубежом для проводки наклонно-направленных скважин обычно используется турбобур в сочетании с кривым переводником, причём турбинным способом проводятся лишь работы по набору зенитного угла. На площадях Мексиканского залива, сложенных мягкими породами, используются струйные долота, с помощью которых осуществляется искривление стволов скважин. Промывочные устройства в долоте расположены таким образом, что в стенке скважины вымывается желоб, который определяет путь долота и положение бурильной колонны.

## VI. Эксплуатация скважин

### Выбор конструкции скважины и интервалов цементирования

Число спущенных в скважину обсадных колонн, размеры колонн (наружный диаметр, длина), диаметры ствола под каждую колонну, местоположение интервалов цементирования (глубина верхней и нижней границ) определяют понятие конструкции скважины. Эксплуатационные колонны, как правило, подвешиваются на устье.

При проектировании конструкции скважины необходимо прежде всего решить вопрос о **числе** эксплуатационных колонн и выбрать **диаметр** каждой. Обычно в скважину спускают одну эксплуатационную колонну. В нефтяных скважинах диаметр её выбирают исходя из ожидаемых **дебитов** жидкости (нефть + вода + газ) на различных **стадиях эксплуатации** (фонтанная, компрессорная, насосная), габаритных размеров оборудования, которое должно быть спущено в эксплуатационную колонну для обеспечения заданных дебитов жидкости, и **глубины** скважины. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточен для того, чтобы выбранное оборудование можно было свободно спустить и установить на заданной глубине. А при необходимости в период эксплуатации скважины - проводить подземный и капитальный ремонты, а также ловильные работы.

При разработке **многопластовых нефтяных** месторождений в скважину спускают две и даже три параллельные эксплуатационные колонны для **раздельной эксплуатации** разных объектов. В этом случае диаметр каждой эксплуатационной колонны выбирают индивидуально. Глубина спуска каждой колонны определяется глубиной залегания соответствующего продуктивного объекта. В некоторых зарубежных фирмах иногда все эксплуатационные колонны спускают до проектной глубины скважины; при этом

улучшаются условия цементирования скважины, но стоимость её возрастает.

В **газовых** и газоконденсатных скважинах диаметр эксплуатационной колонны выбирают с учётом заданного **дебита** на разных стадиях разработки месторождения, устойчивости пород продуктивного горизонта, допустимой **депрессии** в пристволенной зоне, **содержания жидкой фазы** (конденсат, вода), а также наличия в добываемом газе компонентов, вызывающих **коррозию** труб. При этом гидравлические сопротивления при движении газа от забоя до устья должны быть возможно меньшими.

При выборе диаметра эксплуатационной колонны можно ориентироваться на табл. 3.

Таблица 3

Возможные диаметры эксплуатационных колонн

	Суммарный дебит в сутки									
	Нефтяные скважины, м <sup>3</sup> /сут					Газовые скважины, тыс. м <sup>3</sup> /сут				
	<40	40-100	100-150	150-300	>300	<75	<250	<500	<1000	<5000
Диаметр колонны, мм	114	127-140	140-146	168-178	178-194	114	114-146	146-178	168-219	219-273

**Диаметр** эксплуатационной колонны оказывает большое влияние на стоимость скважины: чем он больше, тем выше стоимость. Поэтому стремятся уменьшить этот диаметр. При проектировании первых поисково-разведочных скважин на новой площади целесообразно ориентироваться на наименьший диаметр, при котором могут быть решены геологические задачи, обеспечено проведение геофизических исследований и опробование перспективных горизонтов. Диаметр эксплуатационных колонн для разведочных скважин на уже открытых месторождениях выбирают так же, как для эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Если на месторождении нет горизонтов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), стенки скважины устойчивы и отсутствует опасность поглощения промывочной жидкости, то конструкция скважины может быть **одноколонной**. В этом случае не требуется спускать промежуточные колонны, можно ограничиться установкой лишь направления и при необходимости - кондуктора.

При проектировании конструкции скважины большое значение имеет правильный выбор **интервалов цементирования**. Чтобы устранить опас-

ность возникновения перетоков пластовых жидкостей из одного горизонта в другой, газо-водопроявлений, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, загрязнения их, а также коррозионного разрушения обсадных колонн, - необходимо надёжно разобщить между собой все газо-водо-нефтеносные горизонты с неодинаковыми или меняющимися во времени коэффициентами аномальности пластовых давлений, изолировать объекты, насыщенные агрессивными по отношению к металлу колонн и к артезианским и целебным водам жидкостями.

В «Единых технических правилах ведения работ при бурении скважин» предусматриваются следующие **требования при выборе интервалов цементирования**:

- а) кондукторы цементируются по всей длине;
- б) промежуточные колонны в нефтяных скважинах глубиной до 3000 м цементируются на участке длиной не менее 500 м от башмака, а в более глубоких скважинах - по всей длине;
- в) промежуточные колонны в разведочных и газовых скважинах цементируются по всей длине;
- г) эксплуатационные колонны в нефтяных скважинах цементируются на участке от забоя до уровня, расположенного не менее чем на 100 м выше башмака предыдущей колонны, а в газовых и разведочных скважинах - по всей длине;
- д) если приняты надежные меры к герметизации соединений обсадных труб, то в газовых и разведочных скважинах разрешается длину участка цементирования эксплуатационной колонны выбирать так же, как в нефтяных скважинах.

В глубоких скважинах довольно часто применяют **ступенчатые колонны** (как промежуточные, так и эксплуатационные): верхнюю часть комплектуют из труб большего диаметра, чем нижнюю. Это позволяет значительно уменьшить гидравлические сопротивления при бурении под последующую колонну, использовать в колонне обсадные трубы с меньшим пределом текучести и поэтому менее дорогие, разместить в верхней части эксплуатационной колонны более высокопроизводительное эксплуатационное оборудование.

Диаметр скважины должен быть несколько больше внешнего диаметра самой колонны на величину зазора. **Величину зазора** выбирают с учётом жёсткости колонны, глубины её спуска, искривленности ствола скважины, устойчивости стенок и других факторов. Для вертикальных скважин рекомендуемые зазоры приведены в табл. 4. Большие зазоры следует применять при большом выходе из-под башмака предыдущей колонны, а также в скважинах с недостаточно устойчивыми стенками ствола.

Рекомендуемые величины зазоров

Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	Величина радиального зазора, мм
114-127	7-10
140-168	10-15
178-194	15-20
219-245	20-25
273-299	25-35
324-351	30-40
377 и более	40-50

### Тампонажные материалы

Тампонажными называются материалы, которые при затворении с водой образуют суспензии, способные в условиях скважины со временем превращаться в практически непроницаемое твёрдое тело. Самыми распространенными тампонажными материалами являются цементы различных видов, иногда применяются пластические массы и смолы.

**Портландцементом** называется порошок определенного минералогического состава, из которого при замешивании с водой образуется вяжущая масса, способная затвердевать в водной среде и на воздухе. Главными **компонентами** цемента являются алит (трёхкальциевый силикат), белит (двухкальциевый силикат), целит (алюмоферрит кальция) и трёхкальциевый алюминат.

**Шлако-песчаные цементы** получают путём совместного помола гранулированного доменного шлака и кварцевого песка, а также портландцементного клинкера.

**Белито-кремнеземистый цемент** получают при совместном помоле нефелинового шлака (отходы производства глинозема) и кварцевого песка - в соотношении соответственно 70-50% и 30-50%.

**Облегченные** тампонажные цементы предназначены для получения цементных растворов с плотностью менее  $1800 \text{ кг/м}^3$ .

**Утяжелённые** цементы готовят путём совместного помола клинкера с минеральными добавками высокой плотности ( $4000 \text{ кг/м}^3$  и выше) или путём смешения тампонажного портландцемента с тонкоизмельчённой добавкой (барит и железные руды).

**Расширяющиеся** цементы предназначены для приготовления растворов, расширяющихся при твердении. При цементировании «холодных» скважин используют смеси тампонажного портландцемента (80-90% от массы смеси) с гипсоглиноземистым цементом (10-20%) - увеличение объема на 1%, а также тампонажного портландцемента с молотой негашеной известью (количество извести составляет 10-15% от массы портландцемента) - увели-



чение объема на 6-10%. Главное – чтобы расширение происходило в период схватывания цементного теста, когда оно высокопластично.

### Свойства цементных растворов

**Скорость** реакций гидратации значительно влияет на быстроту схватывания и твердения цементного теста. Она возрастает с повышением температуры, давления, тонкости помола цемента и зависит от объёмного соотношения цемента и воды, от состава цемента и качества воды.

**Прочность** цементного камня зависит от степени гидратации цемента. Раннюю прочность камня определяет **алит**, гидратирующийся довольно быстро. **Белит** же гидратируется медленнее, но непрерывно и также влияет на прочность цементного камня. Наиболее интенсивно прочность камня растёт в первые 2-3 суток твердения. При повышенных температурах конечную прочность камня определяет именно белит.

С повышением **температуры** все реакции ускоряются и цементный раствор быстрее схватывается, а камень быстрее приобретает конечную прочность. Поэтому для цементирования скважин, с высокой температурой требуются цементы, не содержащие трехкальциевого алюмината и алита.

**Прокачиваемость.** В течение времени, пока цементный раствор закачивают в заданный интервал скважины, он должен оставаться легкоподвижным.

**Сроки загустевания** и схватывания. При цементировании важно знать не только начальную консистенцию раствора, но и время, по истечении которого консистенция начинает интенсивно возрастать.

**Стабильность.** Стабильными считаются цементные растворы, из которых после двухчасового покоя выделилось не более 2,5% воды по объёму.

**Водоотдача.** Хорошими считаются растворы, водоотдача которых не превышает 200 см<sup>3</sup> за 30 мин при перепаде давлений в 7 МПа.

**Температуростойкость.** С увеличением температуры возрастает скорость гидратации, а прочность камня быстрее достигает наибольшего значения. Но чем выше температура, тем раньше начинается старение цементного камня и снижение его прочности.

**Коррозионная стойкость.** Камень считается коррозионностойким, если при длительном хранении его в пластовых водах прочность и проницаемость его существенно не ухудшаются.

**Трещиностойкость.** О трещиностойкости камня судят по способности его оставаться монолитным (не растрескиваться) при простреле обсадных колонн перфораторами. Обычно хорошей трещиностойкостью обладают камни в раннем возрасте, когда прочность их ещё мала и они пластичны.

**Объёмные изменения.** Важно, чтобы изменение объёма цементного раствора при твердении было равномерным, камень не растрескивался и не давал усадки.

## Регулирование свойств цементных растворов

Продолжительность процесса цементирования ограничивается тем, что во времени подвижность цементного раствора ухудшается, он загустевает и превращается в труднопрокачиваемую массу. Поэтому даже цементирование глубокой скважины ограничивают **1,5-2 часами**, используя для этого большое число мощных цементировочных агрегатов.

При высоких **температурах и давлениях** времени может оказаться недостаточным для завершения цементирования. При низких положительных температурах процесс загустевания может идти настолько медленно, что цементный раствор долгое время после окончания цементирования остается жидким. Это отрицательно сказывается на качестве разобщения пластов. При отрицательных температурах, например, в зонах многолетнемерзлых пород, цементный раствор вообще может не схватиться, а замёрзнет лишь вода затворения.

Прокачиваемость и сроки загустевания и схватывания цементных растворов можно регулировать **изменением водосодержания**. Однако существенное увеличение содержания воды сверх того количества, которое необходимо для гидратации цемента, ведёт к увеличению пористости и проницаемости цементного камня и появлению заполненных водой **вертикальных каналов** в цементном камне. Поэтому более радикальным способом регулирования прокачиваемости и сроков загустевания и схватывания является **обработка растворов** специальными химическими веществами.

Для **улучшения прокачиваемости** цементных растворов при повышенных температурах могут быть использованы гипан, лигносульфонаты кальция, виннокаменная кислота и её соли, нефть, соляровое масло, дисолван и другие ПАВ-пластификаторы (в количестве 0,05-2%). Их добавляют в воду затворения вместе с бихроматами натрия или калия.

**Увеличение сроков** начала загустевания и схватывания достигается добавкой высокомолекулярных веществ (различные марки КМЦ, карбо-сульфат, гипан, полифенолы, сулькор, окзил), виннокаменной и борной кислот или их солей и других ПАВ.

Для **ускорения схватывания** при пониженных температурах используют добавки хлоридов натрия, кальция, алюминия, карбонаты натрия и калия, сернокислый глинозём и другие вещества. При цементировании в многолетнемерзлых породах с **отрицательной температурой** необходимо также понизить температуру замерзания воды затворения ниже минимально возможной температуры в скважине - увеличением концентрации хлоридов в воде затворения (обычно добавляют  $\text{CaCl}_2$ ).

В цементном растворе всегда содержится избыточное количество воды, поэтому водоотдача его велика. Во время цементирования значительная часть этой воды под влиянием большого перепада давлений может отфильтроваться в проницаемые породы. Если при спуске или расхаживании колонны или во время других операций **фильтрационная глинистая корка** со стенок скважины сорвана, то цементный раствор может очень быстро по-

терять воду. При этом сильно ухудшается прокачиваемость раствора, возрастает давление в цементирующих насосах, на проницаемых стенках ствола образуется прочная, толстая цементная корка. Предотвратить осложнение можно, уменьшив водоотдачу путём обработки цементного раствора ПАВ (КМЦ, сульфатцеллюлозой, гипаном, крахмалом, синтетическими латексами, карбосульфатом, бентонитом и др.).

При цементировании длинных интервалов, а также **трещиноватых и слабых пород** часто во избежание поглощения применяют цементные растворы с пониженной плотностью. В этом случае к цементу добавляют небольшое количество волокнистых или гранулированных твёрдых материалов. Такие материалы способны создавать на устье трещин мостики и, закупоривая трещины, препятствуют поглощению цементного раствора.

**Повысить температуростойкость** камня можно добавлением к цементному раствору при затворении кварцевого песка или тонкодисперсного кремнезёма (обычно 30-100% песка от массы взятого для приготовления раствора цемента). Для каждого данного сочетания температуры и давления существует определенное соотношение между цементом и песком, при котором **прочность** камня максимальна. Добавление оптимального количества песка способствует снижению проницаемости цементного камня, особенно при температурах выше 60-80°C, и повышению его коррозионной стойкости.

### **Влияние промывочной жидкости на коллекторские свойства продуктивного пласта**

Известно, что промывочная жидкость может оказать решающее влияние на продолжительность освоения скважины, трудоёмкость этой операции и величину притока (дебит) нефти и газа.

Например, из скважины, пробуренной с промывкой **химически** необработанным глинистым раствором, не удавалось получить приток нефти, хотя соседние скважины, пробуренные с промывкой другими растворами, эксплуатировались с достаточно высокими дебитами.

Известны случаи, когда скважины, пробуренные с очень высокой коммерческой **скоростью** при промывке пресной водой, осваивались с большим трудом и дебит их был значительно меньше, чем у скважин, пробуренных с применением качественного глинистого раствора. На освоение затрачивалось много времени, а экономия времени, достигнутая за счёт высокой скорости бурения, утрачивалась из-за чрезмерной продолжительности работ по освоению.

Для предупреждения проявлений в процессе бурения в скважине обычно поддерживают **давление несколько большее**, чем давление флюидов в пласте. Следовательно, при разбуривании пласта в большинстве случаев на него действует перепад их давлений. Под действием этого перепада в проницаемые пласты в зависимости от раскрытости проводящих каналов могут посту-

пать фильтрат, частицы твёрдой и газовой фаз бурового раствора, а иногда весь буровой раствор.

При вскрытии коллекторов трещинного типа происходит глубокая кольматация основных проводящих жидкость трещин, поскольку их раскрытие значительно. Кроме того, трещины могут раскрыться и под действием перепада давления. Механизм глубокой кольматации состоит в том, что сначала по трещинам проникает раствор, далее под действием перепада давления его жидкая фаза отфильтровывается в более мелкие поры и трещины, и в итоге наиболее крупные трещины закупориваются твёрдой фазой. А уже при освоении скважины, когда резко понижается давление в скважине, трещины смыкаются и в них защемляется твердая фаза, пласт оказывается заблокированным. Это может происходить и при цементировании.

**Меры предупреждения снижения продуктивности скважин при вскрытии пласта следующие:**

- уменьшение перепада давления на пласт до равновесия давлений в скважине и в пласте или даже давление на забое скважины поддерживается меньшим, чем в пласте, чтобы исключить проникновение раствора, его газовой, жидкой и твердой фаз в продуктивный пласт;
- выбор соответствующих буровых растворов;
- подбор размеров частиц твердой фазы раствора в соответствии с размером поровых каналов для получения мембранной кольматации;
- сокращение времени действия раствора на продуктивный пласт.

**Причины влияния** качества промывочной жидкости на эффективность вскрытия продуктивного пласта следующие.

1. Во время разбуривания продуктивного пласта в него из промывочной жидкости отфильтровывается **жидкая фаза. Объём поступившего в пласт фильтрата** тем больше, чем выше водоотдача промывочного раствора, продолжительность разбуривания пласта, перепад давлений, скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, температура промывочного раствора и чем меньше зазор между бурильной колонной и стенками скважины. Радиус зоны проникновения фильтрата в продуктивный пласт может достигать нескольких метров. А в продуктивном пласте практически всегда содержится некоторое количество глинистых и иных частиц, **чувствительных к воздействию фильтрата** и способных взаимодействовать с ним. Если для промывки скважины при бурении используют жидкости на водной основе, их фильтрат, проникая в продуктивный горизонт, может способствовать **набуханию глинистых частиц**, увеличению их объема и, следовательно, сужению (а порой полному закрытию) поровых каналов и уменьшению проницаемости.

**Химические реагенты**, используемые для регулирования свойств промывочной жидкости, попав в продуктивный пласт в составе фильтрата, могут усилить или уменьшить набухание глинистых частиц и, таким образом, способствовать изменению первоначальной нефте-газонепроницаемости коллектора.

Каустическая и кальцинированная соды, фтористый натрий, силикат натрия, фосфаты, гипан - существенно усиливают набухание глинистых частиц, если содержатся в фильтрате в небольшом количестве (до 0,5-1%). Набухание глинистых частиц резко возрастает если в фильтрате содержится свыше 5% УЩР.

А при значительной концентрации силиката натрия и щелочи в фильтрате (свыше 1%) набухание глинистых частиц, наоборот, **уменьшается**. Хлориды натрия и кальция, карбоксиметилцеллюлоза, конденсированная сульфит-спиртовая барда, полифенол ПФЛХ, сунил, хромат и бихромат калия, а также многие ПАВ (ОП-10, УФЭ<sub>8</sub> и КАУФЭ<sub>14</sub>, азоляты А и Б, катапин, сульфонол), уже при небольшой их концентрации в водном фильтрате способствуют уменьшению набухания глинистых частиц по сравнению с набуханием их в пресной воде.

Степень ухудшения проницаемости в результате набухания глинистых частиц существенно зависит от **содержания глинистой фазы** в коллекторе и её **минералогического состава**. Известно, что натровый бентонит набухает в пресной воде намного больше, чем другие глинистые породы. Поэтому ухудшение проницаемости коллектора, содержащего значительное количество натрового бентонита, будет более резким, чем коллектора, где таких частиц мало. Усилению набухания могут способствовать обменные реакции на поверхности глинистых частиц в щелочном фильтрате и превращение в пристволенной зоне скважины, например, кальциевых глин - в натровые. Реакции же в бесщелочном фильтрате, содержащем поливалентные катионы, например, кальция или алюминия, - способствуют уменьшению набухания глин и могут привести к некоторому улучшению проницаемости коллектора.

2. Другой причиной ухудшения проницаемости коллектора под влиянием промывочной жидкости является проникновение в него **тонкодисперсных частиц твёрдой фазы** (глинистых частиц и утяжелителя) по крупным порам и тонким трещинам, закрытие этих пор или сокращение их сечения. При нормальных условиях глубина проникновения твердых частиц в пористый (нетрещиноватый) пласт, всё же, значительно меньше глубины проникновения фильтрата и обычно не превышает нескольких сантиметров. Наибольшее количество твердых частиц осаждается в порах вблизи стенок скважины, и именно здесь отмечается наибольшее ухудшение проницаемости.

Чем выше проницаемость породы, тем больше имеется и крупных поровых каналов. Поэтому **высокопроницаемая порода** сильнее забивается частицами твёрдой фазы промывочной жидкости, чем малопроницаемая, и степень ухудшения её проницаемости выше. В ряде случаев проницаемость, например, песчаников по этой причине снижается в 10 раз и более.

Нередко во время бурения происходит **гидроразрыв** продуктивного пласта или раскрытие имеющихся в нём естественных трещин – из-за высокого давления столба промывочной жидкости. В этом случае промывочная жидкость целиком (а не только её фильтрат и часть тонкодисперсной твер-

дой фазы) растекается по трещинам, проникает на десятки метров в глубь пласта. Затем, в процессе заканчивая скважины цементный раствор глубоко проникает в пласт и необходимый его объём неоправданно растёт.

Набухание глинистых пород и закупорка поровых каналов происходят не мгновенно, поэтому степень ущерба от загрязнения пласта промывочной жидкостью и её фильтратом существенно зависит также и от **продолжительности** их воздействия: чем дольше воздействие, тем больше ущерб.

**Выбор промывочной жидкости.** Использование промывочных жидкостей, обработанных правильно подобранными **ПАВ**, для разбуривания продуктивного пласта позволяет уменьшить загрязнение его, резко сократить затраты времени на освоение скважины, уменьшить необходимую для вызова притока депрессию, повысить начальный дебит скважины.

Для разбуривания продуктивных горизонтов лучшими являются растворы **на нефтяной основе**, которые практически не загрязняют продуктивный пласт и при применении таких растворов освоение скважины и получение притока нефти (газа) не представляет трудностей, а затраты времени на освоение кратно меньше, чем при использовании промывочных растворов на водной основе. Начальные дебиты скважин, в которых для разбуривания продуктивного пласта использовали такие растворы, значительно выше (часто в 2-5 раз) дебитов соседних скважин, пробуренных с промывкой растворами на водной основе.

Для вскрытия пласта следует выбирать буровой раствор, по составу и физико-химическим свойствам близкий к пластовым жидкостям или газу. Поэтому при бурении на нефть наиболее подходят сырая нефть, добываемая из того же пласта, растворы на нефтяной основе, обращенные эмульсии, пластовая вода, ингибированные<sup>3</sup> глинистые растворы, солёная вода. Газообразные агенты и аэрированные растворы позволяют существенно снизить давление на пласт, уменьшить проникновение в пласт фильтрата и твёрдой фазы раствора. В непродуктивных пластах при их вскрытии целесообразно снижать проницаемость пород, что устраняет отрицательное воздействие пластовых вод на буровой раствор и возможность образования толстой фильтрационной корки, способствует улучшению качества цементирования и снижению коррозии обсадных колонн.

Итак, в раствор вкладывают различные **добавки** и химические реагенты:

- глина, диатомит, опоки, мел, известняк, кокс, перлит – для снижения плотности раствора;
- кварцевый песок, магнетит, гематит, барит, свинцовый концентрат – для увеличения плотности раствора;

---

<sup>3</sup> **Ингибиторы** - вещества, снижающие скорость химических, в т.ч. ферментативных, реакций или подавляющие их, применяют для предотвращения или замедления нежелательных процессов: коррозии металлов, старения полимеров, окисления топлив и смазочных масел, пищевых жиров и др.

- диатомит, опоки, силикагель, кварцевый песок – для повышения стойкости к высоким температурам и коррозии;
- хлористый кальций, калий и натрий, жидкое стекло (силикаты натрия и калия), кальцинированная сода ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), хлористый алюминий – для ускорения твердения;
- водорастворимые эфиры целлюлозы, крахмалы, углещелочной реагент и реагент на основе акриловых полимеров, гидролизированный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфитспиртовая барда, нитролигнин (эти же реагенты понижают водоотдачу и вязкость бурового раствора) – для замедления схватывания.

## Вскрытие пласта

Конечной целью бурения нефтяных и газовых скважин является получение продукции (нефти, газа). Большие затраты труда, материалов и денежных средств могут оказаться напрасными, если не удастся получить приток нефти и газа. Они будут неоправданными и в случае, если приток нефти и газа окажется намного меньше потенциально возможного. **Конечный результат бурения**, т.е. величина притока и продолжительность освоения скважины зависят от качества промывочной жидкости, применяемой при разбуривании продуктивного объекта, метода вхождения в продуктивный объект и способа заканчивания скважины.

Известно два основных **способа разбуривания** пласта:

- 1) вскрытие пласта, когда давление в скважине превышает пластовое;
- 2) вскрытие пласта при равновесном или немного пониженном давлении, т. е. когда создается депрессия на пласт.

Первый способ вытекает из условия предотвращения проявлений пласта в процессе бурения. При использовании второго способа пласт может проявлять, но зато исключается загрязнение пласта, поэтому он является наиболее эффективным, хотя область применения его довольно ограничена. Поэтому в основном применяется первый способ вскрытия пласта, хотя иногда по условиям возможно и целесообразно применение второго. При этом определяющие факторы выбора способа вскрытия продуктивного пласта – это тип коллектора, прочность слагающих его горных пород, мощность пласта, наличие или отсутствие пропластков, насыщенных водой, величина относительного пластового давления.

## Заканчивание скважин

Под заканчиванием скважин понимаются работы по оборудованию скважины в интервале вскрытого пласта и по обеспечению из него притока в скважину с наименьшими потерями, а также - это работы по устранению последствий загрязнения пласта и увеличению проницаемости его прискважин-

ной зоны. Кроме того, после затвердевания цементного камня проверяют истинную длину зацементированного интервала, полноту вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, герметичность обсадной колонны.

Существуют три способа заканчивания скважины: открытый забой, установка различных фильтров, перфорация.

При заканчивании скважины с **открытым забоем** башмак эксплуатационной колонны останавливается в кровле продуктивного пласта. В интервале продуктивного пласта ствол скважины не обсажен и не перекрыт какими-либо устройствами. Такая скважина считается совершенной по характеру вскрытия. Открытый забой может быть в случае, когда породы, слагающие пласт, хорошо сцементированы, устойчивы, пласт монолитный, т. е. он не содержит пропластков неустойчивых пород и насыщенных водой. Чаще всего открытый забой используется в карбонатном коллекторе, но возможно применение его и при вскрытии хорошо сцементированных песчаников.

Применяют два варианта этого способа заканчивания скважины:

- 1) скважину сначала бурят только до кровли продуктивного пласта, а затем опускают эксплуатационную колонну и цементируют её, а после спуска и цементирования эксплуатационной колонны разбуривают продуктивный пласт;
- 2) продуктивный пласт разбуривают до спуска эксплуатационной колонны.

Недостаток второго варианта - пласт длительное время находится под воздействием бурового раствора. Первый вариант более целесообразен, так как для вскрытия продуктивного пласта можно применить именно тот раствор, который требуется.

Когда пласт представлен неустойчивыми породами либо есть пропластки таких пород и наблюдается вынос песка, - тогда призабойная зона оборудуется **фильтрами** различных конструкций.

При заканчивании **перфорацией** все пласты вскрывают бурением, перекрывают обсадной колонной, затем разобщают путем цементирования. После этого пробивают отверстия против пласта, подлежащего эксплуатации. При таком способе возможен ввод в эксплуатацию любого из вскрытых скважиной пластов. Перфорация применяется в случае, когда скважиной вскрывается несколько продуктивных горизонтов, перемежающихся с водоносными, и когда в одном пласте верхняя его часть насыщена нефтью, а нижняя — водой (водоплавающая залежь). Применяют несколько видов перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, гидропескоструйная.

Пулевой перфоратор представляет собой многозарядное-стреляющее погружное устройство, спускаемое в скважину на каротажном кабеле. Торпедные перфораторы отличаются от пулевых тем, что они стреляют снарядами, разрывающимися в пласте. Кумулятивные перфораторы отличаются применением специально сформированных зарядов взрывчатого вещества, при взрыве которого образуется кумулятивная струя газа, способная пробивать



мощные преграды. Высокая пробивная способность кумулятивных перфораторов обеспечивается большими скоростью струи (до 9 тыс. м/с) и давлением на фронте волны (до 30 тыс. МПа). Гидропескоструйные перфораторы прорезают отверстия в колонне и цементной оболочке в результате воздействия высокоскоростной струи жидкости, содержащей частицы кварцевого песка или другого абразива. С помощью гидропескоструйных перфораторов можно прорезать отверстия любой формы (щелевидные, кольцевые, конусообразные), вырезать участки обсадных колонн, очищать стенки скважины.

При пулевой перфорации происходят образование трещин в обсадной колонне, цементной оболочке и в горной породе. Возникновение трещин в цементной оболочке и колонне может привести к обводнению скважины по заколонному пространству водами из выше- или нижерасположенных горизонтов. Торпедные перфораторы вызывают ещё большие нарушения в цементной оболочке и обсадной колонне. Образование трещин в горной породе следует рассматривать как положительный фактор, лишь если нет опасности обводнения по ним.

При кумулятивной перфорации в пласте пробиваются каналы большей глубины, чем при пулевой. При близком расположении водоносных пластов и пропластков рекомендуется снижать плотность перфорации и не применять стрельбу залпами. Во время перфорации скважина должна быть заполнена жидкостью, имеющей наименьшее закупоривающее действие (нефть, пластовая вода), либо перфорацию следует производить при депрессии.

Для увеличения добычи нефти необходимо **устранить загрязнение** пластов. С этой целью очищают и расширяют каналы дренирования вокруг ствола скважины. К **методам очистки** относятся:

1) кислотные обработки призабойной зоны, заключающиеся в нагнетании в пласт растворов кислот или нефтекислотных эмульсий; часто применяется солянокислотная обработка в карбонатных коллекторах; она эффективна также при устранении кольтматации в трещиноватых породах, когда для вскрытия пласта используется буровой раствор с твердой фазой, растворимой в соляной кислоте (известь, мел);

2) гидравлический разрыв пластов - образование в призабойной зоне новых трещин путём нагнетания в пласт жидкости под большим давлением; вновь возникшие трещины закрепляются закачкой в них жидкости с песком, который препятствует их смыканию после снятия давления;

3) обработка призабойной зоны поверхностно-активными веществами с целью увеличения проницаемости за счёт разрушения эмульсий, снижения содержания остаточной воды, уменьшения размеров газовых пузырьков и глинистых частиц, изменения свойств водных оболочек;

4) тепловые обработки, способствующие разрушению эмульсий, удалению отложений парафина и смолистых веществ;

5) перфорация в открытом стволе - для очистки стенок скважины и образования трещин в породе;

6) торпедирование в открытом стволе скважины, способствующее развитию трещиноватости;

7) очистка стенок скважины при заканчивании открытым забоем с помощью гидропескоструйного перфоратора;

8) периодическое снижение давления на забое против продуктивного пласта, эжектирование, откачка жидкости из пласта.

## **Цементирование скважин**

В зависимости от геологических условий и принятого способа закачивания применяются следующие **способы цементирования**:

1) прямое одноступенчатое с разделительными пробками – применяется чаще всего: цементный раствор через цементировочную головку сначала закачивают в обсадную колонну, а затем продавливают за колонну путём закачивания в неё бурового раствора;

2) ступенчатое – цементный раствор продавливается за обсадную колонну в два приёма: сначала через башмак колонны до места установки муфты, затем через отверстия в муфте, уже после продавливания нижней ступени;

3) манжетное – при открытом забое скважины: над фильтром внутри обсадной скважины устанавливается клапан, а снаружи – манжета, далее – всё как при прямом цементировании,

4) обратное – снизу вверх,

5) комбинированное,

6) цементирование хвостовиков и секций обсадных колонн – так же, как при прямом цементировании, с разделителем и упорным кольцом.

## **Тампонаж и опрессовка**

**Требования** к цементным тампонажным растворам (на основе портландцемента, молотого доменного шлака, извести, нефелинового шлама):

- высокая подвижность раствора до момента окончания его продавливания;
- высокая стойкость к седиментации (расслоению);
- быстрое загустевание раствора после его продавливания;
- надёжный долговременный контакт цементного камня и обсадной колонны, выдерживающий перепад давления при эксплуатации скважины;
- высокая прочность и непроницаемость в агрессивной среде должна сохраняться постоянно в период эксплуатации.

В раствор вкладывают различные **добавки** и химические реагенты:

- глина, диатомит, опоки, мел, известняк, кокс, перлит – для снижения плотности раствора;
- кварцевый песок, магнетит, гематит, барит, свинцовый концентрат – для увеличения плотности раствора;

- диатомит, опоки, силикагель, кварцевый песок – для повышения стойкости к высоким температурам и коррозии;
- хлористый кальций, калий и натрий, жидкое стекло (силикаты натрия и калия), кальцинированная сода, хлористый алюминий – для ускорения твердения;
- гидролизированный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфитспиртовая барда, нитролигнин (эти же реагенты понижают водоотдачу и вязкость бурового раствора) – для замедления схватывания.

После затвердевания цементного раствора проверяют на герметичность, т.е. на качество контакта цементного камня с обсадной трубой и породой - выдержкой (**опрессовкой**) эксплуатационных колонн под высоким давлением воды в течение 30 минут (см. табл. 5).

Таблица 5

Минимальное давление при опрессовке  
в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны

Диаметр колонны, мм	377-426	273-351	219-245	178-194	168	141-146	114-127
Давление на устье, не менее, МПа	5	6	7	7,5	9	10	12

Если давление опрессовки более 7 МПа снижается лишь на 0,5 МПа за 30 минут и на 0,3 МПа (при давлении менее 7 МПа), то контакт считается герметичным. Отсчет времени начинают спустя 5 мин после создания давления.

## Литература

1. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промышленно-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 207 с.
2. Зайдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений. – Л.: Наука, 1968. – 97 с.
3. Зайцев Ю.В. Моделирование деформаций и прочности бетона методами механики разрушения. - М.: Стройиздат, 1982. 196 с.;
4. Красовский Г.И., Филаретов Г.Ф. Планирование экспериментов. – Минск, изд. БГУ, 1982. – 302 с.
5. Моделирование в геомеханике / Ф.П.Глушихин, Г.Н.Кузнецов, М.Ф.Шклярский и др. – М.: Недра, 1991. 240 с.
6. Насонов И.Д. Моделирование горных процессов. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

7. Румшицкий Л.З. Математическая обработка результатов эксперимента. – М.: Наука, 1971. – 192 с.
8. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974. – 456 с.
9. Технология бурения глубоких скважин. Под ред. М.Р.Мавлютова. – М.: Недра, 1982. – 287 с.
10. Трумбачёв В.Ф., Молодцова Л.С. Применение оптического метода для исследования напряжённого состояния пород вокруг горных выработок. – М.: изд. АН СССР, 1963.
11. Фрохт М. Фотоупругость. Часть 1. М.-Л.: изд. Огиз, 1948.

**Вопросы к зачёту по курсу  
«Оптимизация буровых и горно-разведочных работ,  
планирование эксперимента»**

1. Проектирование режимов бурения
2. Основы математической статистики: вероятность
3. Основы математической статистики: ошибки
4. Основы математической статистики: оценка событий
5. Основы математической статистики: учёт промахов
6. Основы математической статистики: способ наименьших квадратов
7. Основы математической статистики: построение гистограмм
8. Основы математической статистики: прямые регрессии, регрессивный анализ
9. Основы математической статистики: нелинейная корреляция
10. Основы математической статистики: отыскание параметров квадратичной функции
11. Планирование эксперимента
12. Моделирование: принципы подбора материала модели
13. Моделирование: правила моделирования, условия подобия
14. Моделирование: измерительная аппаратура
15. Этапы строительства скважин, его продолжительность и себестоимость
16. Специфические свойства горных пород и буровых растворов
17. Способы вращательного бурения: роторное бурение
18. Способы вращательного бурения: турбинное бурение
19. Способы вращательного бурения: бурение электробуром
20. Буровые долота
21. Буровые растворы
22. Крепление скважин
23. Промывочная жидкость

## Оглавление

Введение	2
График изучения дисциплины	2
Проектирование режимов бурения	3
<b>I. Основы математической статистики</b>	4
1. Вероятность	4
2. Ошибки.	4
3. Оценка событий	5
4. Учёт промахов	6
5. Способ наименьших квадратов	7
6. Построение гистограмм	7
7. Прямые регрессии, регрессивный анализ	8
8. Нелинейная корреляция	8
9. Отыскание параметров квадратичной функции	9
10. Регрессионный (корреляционный) анализ	10
Планирование эксперимента	12
Моделирование в геомеханике	14
<b>II. Основные понятия в бурении глубоких скважин</b>	18
Понятие о скважине	18
Этапы строительства скважин, его продолжительность и себестоимость	18
Специфические свойства горных пород и буровых растворов	20
Способы вращательного бурения	22
Роторное бурение	22
Турбинное бурение	23
Бурение электробуром	25
Буровые долота	26
Буровые растворы	26
Крепление скважин	28
Промывочная жидкость	28
<b>III. Основы оптимизации режимов бурения</b>	30
Осевая нагрузка	31
Влияние параметров режима бурения на величину проходки на долото	32
Частота вращения долота	35
Промывка скважины буровым раствором	36
Влияние состава и свойств промывочной жидкости на эффективность работы долот	38
Влияние осевой нагрузки, частоты вращения, расхода и свойств бурового раствора на стойкость долот и проходку	42
<b>IV. Особенности оптимизации параметров при разных способах бурения</b>	43
1. Роторный способ бурения	43
2. Бурение электробуром	44
3. Бурение винтовыми двигателями	44
4. Турбинное бурение	44
<b>V. Технология наклонно-направленного бурения</b>	47

<b>VI. Эксплуатация скважин</b>	<b>53</b>
Выбор конструкции скважины и интервалов цементирования	53
Тампонажные материалы	56
Свойства цементных растворов	57
Регулирование свойств цементных растворов	58
Влияние промывочной жидкости на коллекторские свойства продуктивного пласта	59
Вскрытие пласта	63
Заканчивание скважин	63
Цементирование скважин	66
Тампонаж и опрессовка	66
Литература	68