

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

П.Ф. Осипов

**ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ  
РАСЧЁТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Ухта 2004

УДК 622.24.051.553/68

О-74

Осипов П.Ф. Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин: Учебное пособие /П.Ф. Осипов. – Ухта: УГТУ, 2004. – 71 с.

ISBN 5-88179-340-4

Данное учебное пособие предназначено для выполнения курсовой работы по дисциплине "Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин" (специальность 090800 "Бурение нефтяных и газовых скважин").

Учебное пособие ориентировано на подготовку по многоуровневой системе "бакалавр-специалист-магистр" по направлению 553600 – "Нефтегазовое дело". Оно может быть использовано практическими работниками бурения при разработке проектной документации.

Рекомендуется для использования в учебных курсах по дисциплинам "Технология бурения нефтяных и газовых скважин", "Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин", "Заканчивание скважин", "Научные основы проектирования режимов бурения", "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин", "Физико-химические методы борьбы с осложнениями", "Принципы моделирования в научных исследованиях", а также для курсового и дипломного проектирования.

**Рецензенты:**

профессор, доктор технических наук Е.П. Варламов;

профессор, доктор технических наук И.Ю. Быков.

© Ухинский государственный технический университет, 2004

© Осипов П.Ф., 2004

ISBN 5-88179-340-4

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Исходные данные для расчета курсовой работы. ....</b>	<b>10</b>
<b>2. Методика расчета гидравлических параметров промывки .....</b>	<b>11</b>
2.1. Обработка исходных данных.....	11
2.2. Расчет промывки при бурении с помощью забойных двигателей .....	11
2.2.1. Секционные турбобуры с постоянной линией давления (типа ТСШ, Т12М и др.) .....	11
2.2.2. Турбобуры с падающей к тормозу линией давления.....	17
2.3. Расчет промывки при роторном бурении.....	17
2.3.1. Проектирование режима промывки без поиска оптимального варианта.....	17
2.3.2. Поиск оптимального варианта гидромониторной промывки забоя и скважины.....	22
<b>3. Методика гидродинамических расчетов и спускоподъемных операциях .....</b>	<b>23</b>
3.1. Общие замечания и рекомендации .....	23
3.2. Спуск колонны труб в скважину .....	24
3.3. Подъем колонны труб из скважины.....	25
<b>Библиографический список.....</b>	<b>26</b>
<b>Приложения .....</b>	<b>27</b>
Приложение 1. Задание на выполнение курсовой работы по дисциплине “Гидромеханика бурения и крепления скважин” .....	27
Приложение 2. Сводка исходных данных .....	28
Приложение 3. Алгоритм расчета потерь и перепадов давления в циркуляционной системе скважины.....	30
Приложение 4. Варианты задания по расчету промывки скважины.....	40
Приложение 5. Варианты реологических параметров буровой промывочной жидкости .....	41
Приложение 6. Таблица выбора вариантов заданий для расчета	

промывки скважины.....	43
Приложение 7. Таблица выбора вариантов заданий для расчета гидродинамических параметров при спускоподъемных операциях.....	44
Приложение 8. Варианты задания для расчета гидродинамических параметров при спускоподъемных операциях .....	45
Приложение 9. Список бурильных и утяжеленных труб .....	46
Приложение 10. Список забойных двигателей.....	52
Приложение 11. Гидравлическая характеристика обвязки насосных агрегатов.....	54
Приложение 12. Насосные агрегаты и их технические характеристики .....	55
Приложение 13. Ориентировочные значения реологических параметров буровой промывочной жидкости.....	56
Приложение 14. Ориентировочные величины коэффициента наполнения насосов.....	57
Приложение 15. Рекомендуемые значения минимально необходимых расходов буровой промывочной жидкости $Q_{pi}^*$ (дм <sup>3</sup> /с) при бурении.....	58
Приложение 16. Суммарная площадь сечения промывочных отверстий трехшарошечных долот и стандартные диаметры отверстий гидромониторных насадок .....	59
Приложение 17. Суммарная площадь сечения промывочных отверстий и коэффициентов расхода промывочной системы долот при различных сочетаниях гидромониторных насадок .....	60
Приложение 18. Гидравлическая программа промывки скважины .....	70

## ВВЕДЕНИЕ

Бурение всегда связано с прокачкой жидкости через циркуляционную систему скважины, так называемой “промывкой”, что, в свою очередь, требует определения ожидаемых давлений на насосах, потерь давления на отдельных участках циркуляционной системы и еще многого другого.

Первый опыт самостоятельного выполнения гидравлических и гидродинамических расчетов в бурении студенты (независимо от форм обучения) получают при выполнении курсовой работы по дисциплине “Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин”. В данном пособии содержится все необходимое для этого, начиная от методик расчетов и кончая необходимыми справочными данными.

Большой объем гидравлических расчетов приходится делать студентам при разработке курсового проекта по курсу “Технология бурения нефтяных и газовых скважин” и при дипломном проектировании.

Спускоподъемные операции с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами всегда сопровождаются изменением давления в скважине. Пределы изменения этого давления диктуются условиями бурения, поэтому определение допустимых скоростей движения колонн является важнейшей частью гидродинамических расчетов в бурении.

Гидравлические расчеты выполняются при моделировании процессов проявления из скважин (при нефте-, газо-, водопрооявлениях). Совершенно невозможно обойтись без гидравлических расчетов при проектировании режима глушения фонтанирующей скважины, когда необходимо выбрать оптимальный режим закачки, не допуская превышения допустимых внутренних давлений на обсадные колонны при сохранении избыточного давления на проявляющий пласт на всех этапах глушения.

Результаты гидравлических расчетов нужны и при прочностных расчетах бурильных и обсадных колонн.

Без выполнения гидравлических расчетов невозможно составить оптимальную программу цементирования обсадной колонны.

Настоящее пособие призвано помочь студенту практически без обращения к методической и справочной литературе выполнить любые гидравлические расчеты в бурении (за исключением промывки аэрированными жидкостями и продувки газом). На основе расчетных алгоритмов, приведенных в пособии, и справочных данных студент может довольно быстро составить собственную компьютерную программу.

Все расчеты выполняются, а результаты представляются в системе единиц СИ. Допускается лишь применение общепринятых укрупненных или уменьшенных единиц (например МПа, КПа), но такие случаи специально оговариваются.

В некоторых справочных приложениях (для удобства представления материала) в графах приведены величины, которые на несколько порядков больше

или меньше действительных. Чтобы в этом случае найти искомую величину, необходимо число, взятое из таблицы, **разделить** на размерный сомножитель, указанный в шапке таблицы. Если, например, сомножитель равен  $10^{-8}$ , то это означает, что число, взятое из таблицы, надо разделить на  $10^{-8}$  или, что то же самое, умножить на  $10^8$ .

Рекомендации по гидравлическим и гидродинамическим расчетам относятся, главным образом, к курсовой работе в рамках курса “Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин”, при выполнении которой студент получает навыки разработки гидравлических программ для бурения.

Студенты дневной формы обучения выполняют курсовую работу, как правило, после прохождения первой производственной практики, на основе собранных студентом материалов практики. Расчет выполняется только для **одного** интервала бурения (в отличие от курсовой работы по курсу “Технология бурения нефтяных и газовых скважин”, где необходимо составить гидравлическую программу для всех интервалов бурения). Предполагается, что конструкция скважины, состав бурильной колонны, термобарические условия бурения, реологические и технологические параметры буровой промывочной жидкости известны и соответствуют условиям бурения скважины, при бурении которой принимал участие студент на практике.

В связи с тем, что студенту перед выездом на практику дается задание провести наблюдение и регистрацию параметров промывки при бурении на конкретной глубине в реальной скважине, то студенту, обладающему такой информацией, рекомендуется выбрать такой интервал бурения (для расчетов), который соответствует глубине наблюдения в реальной скважине, чтобы можно было сопоставить фактические данные с расчетными.

Курсовая работа состоит из двух частей. В первой составляется программа промывки для некоторого интервала бурения. Во второй – гидродинамические расчеты для заданной в Приложениях 1 и 2 глубины расположения долота в скважине.

Студенты заочной формы обучения выполняют те же расчеты, только с тем отличием, что они могут выбрать вариант условий расчета из Приложений 4-6. Студентам, работающим в буровых организациях, рекомендуется использовать фактические данные (так же, как студентам дневной формы обучения) по одной из реально пробуренной (или бурящейся) скважине на площади или месторождении. При этом полезно сопоставить фактические параметры бурения с расчетными.

При гидравлических и гидродинамических расчетах в курсовых и дипломных проектах значительное внимание уделяется выбору оптимальных вариантов гидравлических программ. В данном учебном пособии вопросы оптимизации рассмотрены фрагментарно. Однако и в этом случае приведенные в пособии методический и справочный материалы помогут студенту качественно выполнить расчетные работы, а также, при наличии желания и умения, составить программу гидравлических расчетов на ЭВМ.

Применение данного пособия предполагает использование студентом только простых калькуляторов при выполнении курсовой работы. Допускается применение программируемого калькулятора или персонального ЭВМ для численного решения (например способом половинного деления) трехчленного уравнения Бакингема для структурного (ламинарного) течения вязкопластичной жидкости.

Данное пособие может быть полезно использовано специалистами буровых предприятий и НИИ, занятых проектированием технологии бурения скважин.

### Условные обозначения переменных и констант:

Средняя скорость потока в трубах	$v_g$
Внутренний диаметр канала в трубах	$d_g$
Порядковый номер элемента	$i$
Длина $i$ -того элемента	$\varepsilon_i$
Минимальный диаметр канала в соединении	$d_c$
Плотность жидкости	$\rho$
Параметр (критерий) Рейнольдса для потока в трубе	$Re_g$
Критерий Хёдстрема для потока в трубе	$He_g$
Критерий Сен-Венана-Ильюшина (для трубы)	$Sen_g$
Индекс (показатель) консистенции псевдопластичной (степенной) жидкости	$K$
Показатель нелинейности (степенная жидкость)	$n$
Диаметр скважины	$D$
Коэффициент гидравлического сопротивления	$\lambda$
Критическая скорость движения жидкости в трубах	$v_{в.кр}$
Критический расход в трубах	$Q_{в.кр}$
Критическая скорость жидкости в заколонном пространстве	$v_{к.кр}$
Критический расход в заколонном пространстве за трубами	$Q_{к.кр}$
Площадь сечения заколонного пространства	$F_{кр}$
Критическая скорость жидкости в заколонном пространстве за соединениями (муфтами, замками)	$v_{км.кр}$
Критический расход жидкости в заколонном пространстве за соединениями (муфтами, замками)	$Q_{м.кр}$
Расход жидкости в циркуляционной системе (подача насосов)	$Q$
Коэффициент относительных потерь давления в соединениях	$K_m$
Длина одной трубы	$l_o$
Наружный диаметр трубы	$d_n$
Наружный диаметр соединения (муфты, замка)	$d_m$
Критерий Рейнольдса для вязкой жидкости	$Re$
Критерий Рейнольдса (приведенный) для трубы при течении вязкопластичной жидкости	$Re_g^*$
Критерий Сен-Венана	$Sen$

Критерий Хёдстрема	<i>He</i>
Потери давления в трубе	$p_v$
Потери давления в заколонном пространстве	$p_k$
Потери давления в заколонном пространстве за трубами	$p_{k.t}$
Потери давления <b>местные</b> в заколонном пространстве за замками (муфтами)	$p_{k.мм}$
Потери давления <b>линейные</b> в заколонном пространстве за замками (муфтами)	$p_{k.м}$
Потери давления в заколонном пространстве за забойным двигателем	$p_{k.тб}$
Общие потери давления в циркуляционной системе (без потерь в обвязке насосов)	$p_n$
Потери давления в обвязке насосов (в манифольде)	$p_{обв}$
Допустимые потери в заколонном пространстве	$p_{к.доп}$
Перепад давления в забойном двигателе	$p_{тб}$
Средняя скорость движения жидкости в заколонном пространстве	$v_k$
Перепад давления на долоте	$p_d$
Коэффициент потерь давления в обвязке насосов, $\text{Па} \cdot \text{с}^2 / (\text{м}^3 / \text{кг})$	$A_{обв}$
Критическая скорость жидкости в заколонном пространстве за забойным двигателем	$v_{к.тб.кр}$
Критический расход жидкости в заколонном пространстве за забойным двигателем	$Q_{к.тб.кр}$
Длина забойного двигателя	$l_{тб}$
Наружный диаметр забойного двигателя	$d_{тб}$
Коэффициент, характеризующий зависимость перепада давления на турбобуре от расхода	$A_{тб}$
Коэффициент расхода промывочных каналов долот	$\mu_n$
Площадь забоя скважины	$F_d$
Скорость движения колонны труб в скважине	$u_t$
Эквивалентная скорость	$u_{экв}$
Расход жидкости, соответствующий эквивалентной скорости	$Q_{экв}$
Рациональный (рекомендуемый) расход жидкости	$Q_{рц}$
Коэффициент наполнения насосов	$\beta$
Допустимое давление для цилиндрических втулок насоса данного диаметра	$p_{вт}$
Диаметр отверстия гидромониторных насадок долот	$d_o$
Число используемых насадок в долоте	$z$
Диаметр отверстия подводящего канала долота	$d_n$
Суммарная площадь промывочных отверстий долота	$f_d$
Удельный расход жидкости, приходящийся на единицу площади забоя, $(\text{м}^3/\text{с})/\text{м}^2$	$q$
Обобщенный коэффициент потерь давления в трубах при ламинарном движении степенной жидкости, $\text{Па}/(\text{м}^3/\text{с})$	$S_e$



Обобщенный коэффициент потерь давления в заколонном пространстве при ламинарном движении степенной жидкости, Па/(м <sup>3</sup> /с)	$S_k$
Пластовое давление	$p_{пл}$
Коэффициент аномальности пластового давления	$k_a$
Плотность неминерализованной воды	$\rho_в$
Длина струи (от насадки до забоя)	$l_c$
Коэффициент расширения струи	$a_o$
Эквивалентный расход бурового раствора за соединениями труб (муфтами, замками)	$Q_{мэ}$
Гидродинамическое (избыточное) давление при спуске колонны труб	$p_{гд.с}$
Гидродинамическое (избыточное) давление при подъеме колонны труб	$p_{гд.п}$
Обобщенный коэффициент гидродинамических сопротивлений при спуске (подъеме) колонны труб	$C$
Вязкопластичная (бингамовская) жидкость	ВПЖ
Псевдопластичная (степенная) жидкость	ППЖ

## 1. Исходные данные для расчета курсовой работы

Основные исходные данные, содержащие информацию о скважине и буровой колонне, оформляются в виде “Задания” (Приложение 1). Студенты дневной формы обучения представляют его для согласования преподавателю-консультанту. Студенты-заочники “Задание” не оформляют.

Все студенты (независимо от форм обучения) заполняют сводную таблицу исходных данных (Приложение 2).

При выборе интервала бурения рекомендуется учесть следующее:

- диаметр долота не должен быть больше 295,3 мм (за исключением сверхглубоких скважин);
- глубина начала интервала не должна быть менее 700 м;
- длина интервала не ограничивается, но, как правило, не должна быть менее 250 м;
- внутри интервала должны быть неизменными КНБК, параметры буровой промывочной жидкости, тип промывочной системы долота и способ бурения.

Студенты заочной формы обучения варианты исходных данных для гидравлических и гидродинамических расчетов выбирают из Приложений 4-8.

### Справочный материал

Алгоритмы расчета потерь и перепадов давления в циркуляционной системе скважины при использовании жидкостей с различным реологическим поведением приведены в Приложении 3.

Геометрические размеры труб (буровых, утяжеленных) и величина коэффициента, учитывающего потери давления в соединениях, приведены в Приложении 9.

Информация о забойных двигателях содержится в Приложении 10.

Гидравлическая характеристика обвязки насосных агрегатов (манифольда) приведена в Приложении 11.

Перечень насосных агрегатов и их технические характеристики даны в Приложении 12.

При затруднениях в выборе реологических моделей и реологических параметров буровых промывочных жидкостей можно воспользоваться рекомендациями Приложения 13.

Ориентировочные значения коэффициентов наполнения насосов даны в Приложении 14.

При выборе расхода жидкости можно воспользоваться Приложением 15.

Характеристика промывочной системы долот и список стандартных гидромониторных насадок даны в Приложении 16.

Возможные комбинации гидромониторных насадок различного диаметра и соответствующие им суммарные площади выходного сечения промывочного узла приведены в Приложении 17.

Форма титульного листа к курсовой работе дана в Приложении 18.

Работа завершается составлением гидравлической программы промывки скважины (Приложение 19) и построением эпюры полных давлений (рис. 2).

## 2. Методика расчета гидравлических параметров промывки

### 2.1. Обработка исходных данных

Обработка начинается с определения количества “расчетных” элементов для граничных глубин: начала намеченного интервала бурения и его конца. Ниже показан пример вычисления длин расчетных элементов  $\varepsilon_1$ ,  $\varepsilon_2$  и т.д. на основании информации о глубинах  $l_1$ ,  $l_2, \dots, l_n$  и длинах секций бурильной колонны  $h_1$ ,  $h_2, \dots, h_k$ . Расчетным элементом скважины считается участок скважины, в пределах которого геометрические характеристики скважины и бурильных труб неизменны.

Гидравлический расчет промывки в полном объеме выполняется, как минимум, для двух глубин: начала и конца интервала.

На основе расчетов для конца интервала заполняется Приложение 2.

#### Пример расчета элементов циркуляционной системы при турбинном бурении

На рис. 1 показаны две расчетные ситуации, соответствующие началу и концу бурения в избранном интервале. Скважина обсажена колонной до глубины 1200 м. В состав колонны введен турбобур.

$L_n = 2500$  м – начальная глубина бурения;

$L_k = 3000$  м – конечная глубина бурения.

Описание скважины:

$l_1 = 1200$  м – глубина конца обсаженной части скважины;

$l_2 = 2500$  м – глубина конца очередного участка скважины с постоянным диаметром ствола в начале бурения (в нашем примере это совпадает с  $L_n$ );

$l_2 = 3000$  м – глубина конца очередного участка скважины с постоянным диаметром ствола в конце интервала бурения (в нашем примере это совпадает с  $L_k$ ).

Бурильная колонна состоит из трех секций бурильных труб с длинами  $h_1 = h_{y\delta m} = 50$  м,  $h_2 = 1500$  м и  $h_3$  и турбобура ( $l_{m\delta} = 25$  м). Длины первых двух секций бурильных труб одни и те же на глубинах  $L_n$  и  $L_k$ , а длины третьей секции для глубин бурения 2500 и 3000 м соответственно равны:

$$h_3 = L_n - l_{m\delta} - h_1 - h_2 = 2500 - 25 - 50 - 1500 = 925 \text{ м};$$

$$h_3 = L_k - l_{m\delta} - h_1 - h_2 = 3000 - 25 - 50 - 1500 = 1425 \text{ м}.$$

Расчет длин отдельных элементов приведен на рис. 1.

### 2.2. Расчет промывки при бурении с помощью забойных двигателей

#### 2.2.1. Секционные турбобуры с постоянной линией давления (типа ТСШ, Т12М и др.)

Необходимо реализовать стремление передать забойному двигателю максимально возможную гидравлическую мощность путем увеличения расхода жидкости через турбобур до максимума, обусловленного возможностями на-

сосных агрегатов, но при этом должны быть учтены все технические и технологические ограничения.

Вначале выбирают величину технологически необходимого расхода  $Q_{рц}$ . Студент вправе выбрать расход, который, по его мнению, необходим для обеспечения достаточной нагрузочной способности турбобура (вращающего момента на валу). Оправдано желание в качестве первоначального расхода выбрать расход, превышающий необходимый для очистки ствола скважины. Это обусловлено тем, что при турбинном бурении фактические расходы, как правило, существенно превышают технологически необходимые.

Расход  $Q_{рц}$  выбирают путем сравнения двух расходов:

- расхода, необходимого для очистки забоя, который вычисляют по формуле

$$Q \geq qF_{\partial}, \quad (2.1)$$

где  $q = 0,5...0,67 \text{ (м}^3/\text{с)}/\text{м}^2$ ;

- расхода, необходимого для подъема выбуренной породы, который определяют по формуле

$$Q \geq v_{\kappa} F_{\kappa}, \quad (2.2)$$

где  $v_{\kappa} = 0,3...0,7 \text{ м/с}$ , причем с увеличением зазоров скорости уменьшаются.

Величину  $Q_{рц}$  обычно берут равной наибольшему из расчетных значений  $Q$ .

Выбрав расход  $Q_{рц}$ , приступают к вычислению потерь давления в циркуляционной системе, воспользовавшись расчетными алгоритмами, приведенными в Приложении 3 (Листы 1-9).

Получив сумму потерь и перепадов давления в циркуляционной системе

$$p_{нр} = p_{обв} + p_n + p_{трб}, \quad (2.3)$$

сравнивают его с допустимым давлением на насосах  $p_{\partialоп}$ , которое заранее, на стадии подготовки исходных данных, выбирается, исходя из давления опрессовки манифольда (обвязки насосов). Последнее должно быть известно студенту из материалов практики.

Если  $p_{нр} > p_{\partialоп}$  или  $p_{нр} < p_{\partialоп}$ , то необходимо найти  $Q$ , при котором  $p_n$  будет равно  $p_{\partialоп}$ . Для этого вначале вычисляют коэффициент  $A_n$ :

$$A_n = p_{нр} / (\rho Q_{рц}^2), \quad (2.4)$$

а затем искомый расход по формуле

$$Q = (p_{\partialоп} / \rho A_n)^{0,5}. \quad (2.5)$$

Этот расход следует считать приближенным, так как принимается заранее, что во всех элементах циркуляционной системы режим движения турбулентный и закон гидравлических сопротивлений строго соответствует квадратичному. Разумеется, такое утверждение может не соответствовать действительности, поскольку движение в отдельных элементах, например, в заколонном пространстве, может быть структурным (ламинарным), а в трубах не вполне квадратичным.

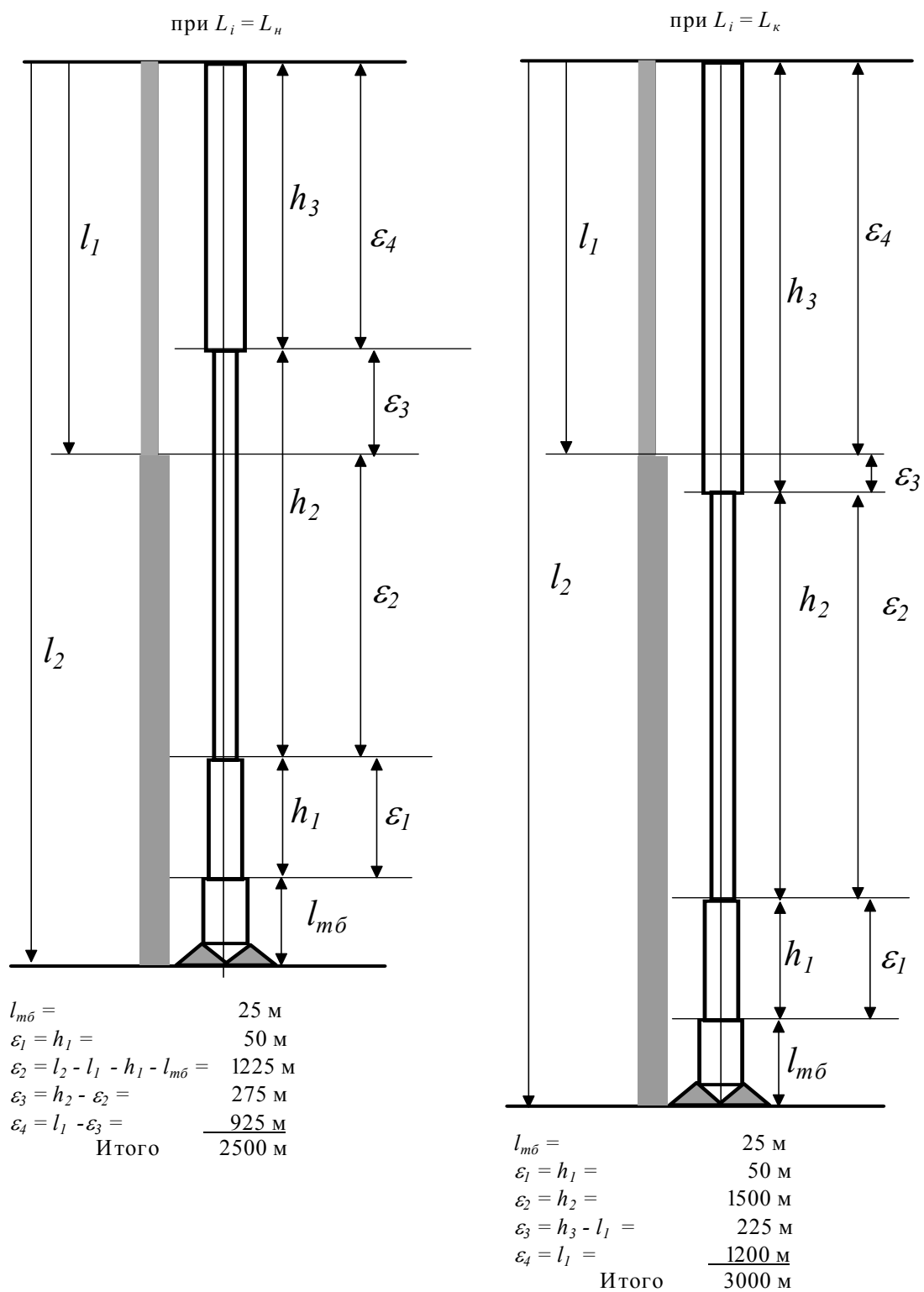


Рис. 1. Расчет величин  $\varepsilon_i$  при промывке скважины на глубинах  $L_K$  и  $L_H$

Вместе с тем надо признать, что при турбинном бурении в сумме потерь и перепадов давлений в циркуляционной системе доля явно “турбулентных” потерь с квадратичным законом движения (манифольд, турбобур, долото) составляет, как правило, более половины, что и дает основание рекомендовать применение формул (2.4) и (2.5).

После определения  $Q$  приступают к уточнению потерь давления на отдельных участках (элементах) и уточнению суммарного давления при новом расходе. При этом можно воспользоваться “точными” методами (Приложение 3) или приближенными, суть которых излагается ниже.

Сначала уточняют  $Q_{кр}$  для всех участков (элементов) циркуляционной системы. И это не сложно. Дело в том, что из предыдущего опыта расчетов с  $Q_{ри}$  уже известны  $Q_{кр}$  как для трубного, так и для заколонного пространства. Поэтому для выяснения вопроса, какой режим движения будет в том или ином элементе циркуляционной системы, не требуется выполнение специальных расчетов.

Однако прежде, чем приступить к пересчету давлений, нужно проделать следующую работу. С помощью Приложения 12 необходимо выбрать цилиндрические втулки насосов (предварительно выбрав число насосов), которые обеспечат на деле подачу, равную новому расходу. И тогда может случиться одно из двух:

- либо  $p_{вм} < p_{дон}$ , и тогда в качестве предельного давления следует принять  $p_{пред} = 0,9 p_{вм}$  и снова по формулам (2.4) и (2.5) пересчитать  $Q$ , подставляя  $p_{пред}$  вместо  $p_{дон}$ ;

- либо  $0,9 p_{вм} > p_{дон}$ , и тогда никакого нового пересчета не требуется.

После такого анализа можно считать завершенным процесс уточнения  $Q$ , нацеленного на предельно возможное давление, и можно приступить окончательно к уточнению давления в элементах циркуляционной системы и общего давления на насосах.

При турбулентном режиме движения в первом приближении можно принять, что потери (перепады) давления изменяются в квадрате от соотношения расходов, если для одного из них потери давления найдены точными методами. Это означает, что коэффициент пропорциональности для труб  $A_т$ , для заколонного пространства  $A_к$ , долота  $A_д$  и т.д. находят по формуле:

$$A_i = p_i / (\rho Q^2), \quad (2.6)$$

где  $p_i$  – потери давления в отдельных элементах циркуляционной системы.

Зная  $A_i$ , легко можно найти новые значения потерь давления при новом расходе  $Q$ :

$$p_i = A_i \rho Q^2. \quad (2.7)$$

Перепады давления в турбобуре и долоте вычисляют по формулам, приведенным в Приложении 3 (Лист 10).

Если окажется, что при новом  $Q$ , как и при прежнем  $Q_{ри}$ , режим движения структурный (ВПЖ), то вначале вычисляют постоянную часть потерь давления:

$$p_{ce.i} = \frac{16\tau_o l_i}{3d_{ei}} \text{ (для труб)} \quad (2.8)$$

или

$$p_{ck.i} = \frac{16\tau_o l_i}{3(D_i - d_{ni})} \text{ (для заколонного пространства)}. \quad (2.9)$$

Затем вычисляют для всех элементов, где имел место структурный режим, коэффициенты

$$B_{vi} = (p_{vi} - p_{cei}) / Q_{pi} \quad (2.10)$$

или

$$B_{ki} = (p_{ki} - p_{cki}) / Q_{pi}. \quad (2.11)$$

Искомые величины находят по формулам:

$$p_{eQ} = p_{cei} + B_{vi}Q, \quad (2.12)$$

$$p_{kQ} = p_{cki} + B_{ki}Q, \quad (2.13)$$

где  $p_{eQ}$  и  $p_{kQ}$  – потери давления соответственно в трубах и заколонном пространстве при новом расходе  $Q$ , отличающемся от первоначального расхода  $Q_{pi}$ .

Если жидкость степенная (ППЖ), то при турбулентном режиме используют формулы (2.6), (2.7). В том случае, когда имеет место ламинарный режим, то вначале по расходу  $Q_{pi}$  вычисляют коэффициент  $S_e$  или  $S_k$  (индексы “e” и “k” относятся соответственно к трубному и заколонному пространству):

$$S_e = p_{vi} / Q_{pi}^n, \quad (2.14)$$

$$S_k = p_{ki} / Q_{pi}^n. \quad (2.15)$$

После этого находят искомые потери давления при новом, отличном от  $Q_p$ , расходе:

$$p_{eQ} = S_e Q^n, \quad (2.16)$$

$$p_{kQ} = S_k Q^n. \quad (2.17)$$

Если сумма давлений после уточнения окажется меньше  $p_{дон}$  или  $p_{пред}$ , то расчеты считаются законченными. Если же эта сумма окажется больше указанных величин более чем на 5 %, то рекомендуется на 1...2% уменьшить  $Q$  и повторить пересчет давлений по формулам (2.6)-(2.13).

На основе результатов расчетов строится график поля полных давлений в заколонном пространстве, чтобы ответить на вопросы:

- не превышает ли (хотя бы на одной из глубин) давление в скважине (при промывке) величину давления гидроразрыва;
- не превышает ли потери давления в заколонном пространстве допустимые потери  $p_{к.дон}$ .

Если указанные технологические ограничения соблюдаются, то величину окончательного расхода можно считать найденной, а цель – достигнутой.

Если же обнаружится, что одно или оба ограничения нарушены, то следует найти расход, при котором оба условия выполняются.

В связи с тем, что оба технологических ограничения связаны с заколонным пространством, в поиске необходимого  $Q$  “участвуют” только потери в заколонном пространстве на участке **выше** того пласта, на который ограничивается

давление.

Методика пересчета  $Q$  в данной задаче основана на тех же приемах (упрощенной методике, допускающей “чисто” квадратичную зависимость между  $Q$  и  $p$  в турбулентной области и линейную – в структурной или ламинарной области), какие применялись при пересчете  $p_i$  на новый расход и наоборот. Только вместо  $p_i$  используют  $p_{к.дон}$ .

Допустим, что используется ВПЖ, а режим движения – турбулентный.

Тогда по аналогии с формулой (2.5):

$$Q = [p_{к.дон} / (A_k \rho)]^{0,5}. \quad (2.18)$$

Если режим структурный, то

$$Q = (p_{к.дон} - p_{кс}) / B_k. \quad (2.19)$$

Коэффициенты  $A_k$  и  $B_k$  определяют по формулам (2.5) и (2.11).

Если расход приходится уменьшать с целью предупреждения гидроразрыва, то он определяется по формулам (2.18) и (2.19), но при этом

$$p_{к.дон} = p_{гp} - \rho g L_{сл}, \quad (2.20)$$

где  $L_{сл}$  – глубина кровли слабого пласта.

При турбулентном движении степенной жидкости (ППЖ) расчеты выполняются по формулам (2.6) и (2.18).

Если движение ламинарное, то вначале используется формула (2.15), а расход вычисляют по формуле:

$$Q = (p_{к.дон} / S_k)^{1/n}, \quad (2.21)$$

где  $p_{к.дон}$  – это одно из двух технологических ограничений на потери давления в заколонном пространстве.

При промывке скважины вязкой жидкостью (технической водой, нефтью и т.п.) чаще всего приходится иметь дело с турбулентным течением в квадратичной области движения. Поэтому задача пересчета давлений значительно упрощается и можно ограничиться применением формул (2.6) и (2.7).

Обеспечив соблюдение ограничений, можно приступить к окончательному подбору числа насосов, цилиндрических втулок и режима работы насосных агрегатов.

Обычно на буровой устанавливают 2 буровых насоса. Промывка осуществляется как одним, так и двумя насосами. Студент должен сам решить этот вопрос и обосновать свое решение.

Выбор диаметров втулок осуществляется с учетом ограничения на число насосов и характеристики привода (дизельный или электрический). Подбирается такой вариант, при котором обеспечивается выбранный  $Q$  при заданном коэффициенте наполнения (подачи) насосов  $\beta$ , который обычно выбирают в пределах 0,90...0,95 в зависимости от плотности, вязкости, температуры буровой промывочной жидкости и склонности его к пенообразованию. На  $\beta$  влияет и степень изношенности поршневой пары. Подбор втулок осуществляется с помощью Приложения 12, в котором приведены теоретические подачи  $Q_m$  при работе с цилиндрическими втулками различного диаметра и соответствующие этим втулкам допустимые давления. Для дизельного привода дан диапазон возмож-



ного снижения подачи путем изменения числа двойных ходов без существенного уменьшения приводной мощности дизелей. Это означает, что одну и ту же подачу  $Q$  можно обеспечить разными диаметрами втулок, но при разных числах двойных ходов насосных агрегатов.

При электрическом приводе буровых насосов, когда число ходов насосов не регулируется, для уменьшения шага дискретного изменения подачи насосов допустимо использование разных по диаметру цилиндрических втулок на разных насосах, если используется один насос, то допускается применение разных втулок на одном насосе. При этом за допустимое давление принимается меньшее давление, соответствующее большему из выбранных диаметров втулок.

Фактическую подачу насоса  $Q_\phi$  определяют по формуле

$$Q_\phi = \beta Q_m. \quad (2.22)$$

Если привод насоса дизельный, то обеспечение расчетной подачи не представляет проблем, поэтому можно приступить к заполнению Приложения 19 и построению эпюр полных давлений в трубах и заколонном пространстве (рис. 2) в целом.

Если привод электрический без возможности регулирования подачи насосов, то следует выбрать ближайшую меньшую фактическую подачу и пересчитать последний раз суммарное давление и его составляющие.

### 2.2.2. Турбобуры с падающей к тормозу линией давления

Расчеты выполняются в соответствии с п. 2.2.1 с тем только отличием, что гидравлическая характеристика должна соответствовать “холостому” режиму, когда перепад давления максимальный.

## 2.3. Расчет промывки при роторном бурении

### 2.3.1. Проектирование режима промывки без поиска оптимального варианта

Прежде чем приступить к расчету, студенту необходимо внимательно изучить раздел 2.2.1. Дело в том, что методика проектирования промывки при роторном бурении отличается от таковой для турбинного принципиально только тем, что сохраняется первоначально выбранный расход  $Q_{pc}$  и не осуществляется поиск  $Q$ , при котором давление будет близко к допустимому. В остальном методики сходны, используются одни и те же формулы.

Вначале выполняются “точные” (строгие) расчеты потерь и перепадов давления на основе  $Q_{pc}$  (Приложение 3).

Если сумма потерь давления (без долота) окажется более допустимого давления (по  $p_{дон}$  или  $p_{см}$ ), то осуществляется уточнение расхода и приведение его в согласие с допустимым давлением.

Затем проверяется соблюдение технологических ограничений в отношении давления на слабый пласт  $p_{ср}$  и допустимые потери в заколонном пространстве  $p_{к.дон}$ .

Если обнаружится невыполнение этих ограничений, то уточняется величина  $Q$  (в сторону уменьшения).

Все расчеты по уточнению  $Q$  и потерь давления выполняют в соответствии с формулами и рекомендациями раздела 2.2.1.

После того, как окончательно выбран расход  $Q$  и имеет место явное недоиспользование давления, иначе говоря, имеется резерв давления

$$p_{рез} = p_n - p_n - p_{обв}, \quad (2.23)$$

осуществляют выбор диаметров насадок, использование которых обеспечит реализацию этого резерва в качестве перепада давления на долоте ( $p_d = p_{рез}$ ).

Суммарную площадь сечения отверстий насадок определяют по формуле:

$$f_d = 0,707 \frac{Q}{\mu_d} \left( \frac{\rho}{p_d} \right)^{0,5}. \quad (2.24)$$

Величину  $\mu_d$  в первом приближении можно принять равной 0,97.

По величине  $f_d$  с помощью Приложения 17 подбирают вариант сочетания насадок, суммарное сечение отверстий которых  $f_d^*$  равно или несколько больше расчетного сечения  $f_d$ . Из двух близких вариантов предпочтение следует отдавать варианту из трех насадок. В результате оказывается, что фактический перепад давления на долоте  $p_d^*$  будет несколько меньше резерва давления  $p_d = p_{рез}$  ввиду того, что  $f_d^* > f_d$ . Уточненный перепад давления вычисляют по формуле

$$p_d^* = 0,5 Q^2 \rho / (\mu_d f_d^*)^2, \quad (2.25)$$

при этом уточненный коэффициент расхода  $\mu_d$  берут из Приложения 17.

В связи с уменьшением перепада давления на долоте уменьшится и давление на насосах, поэтому следует уточнить  $p_n$ .

Формулы (2.24) и (2.25) не учитывают в явном виде влияния диаметра подводящего канала промывочных отверстий долота на коэффициент расхода отдельно взятого промывочного узла  $\mu_{ni}$ . Это влияние количественно выражается формулой:

$$\mu_{ni} = 1 [0,052 + 0,435(d_{oi} / d_n)^4]^{-0,5}. \quad (2.26)$$

При использовании **равноразмерных** насадок  $\mu_d = \mu_{ni}$ , поскольку  $d_{oi} = d_o$ .

Если в формуле (2.25)  $\mu_d$  выразить через (2.26), а сечение отверстий – через  $z$  и  $d_o$ , то получим формулу для определения диаметра отверстий **равноразмерных** насадок  $d_o$ , которая учитывает влияние диаметра подводящего канала и числа насадок  $z$ :

$$d_o = \left( \frac{8,42 Q^2 \rho}{p_d \pi^2 z^2 - 3,48 Q^2 \rho / d_n^4} \right)^{0,25}. \quad (2.27)$$

Найденный по формуле (2.27) диаметр, скорее всего, не совпадет с диаметром отверстий **стандартных** насадок. В данном случае  $d_o$  – это “теоретический” диаметр, при котором  $p_d = p_{рез}$ .

Чтобы узнать  $p_d^*$  и  $p_n^*$  при использовании стандартных насадок, надо выполнить расчеты в следующей последовательности:

- 1) найти суммарное сечение отверстий “теоретических” насадок:

$$f_d = \pi d_o^2 z / 4;$$

2) выбрать из Приложения 17 вариант сочетания насадок, при котором табличное значение площади сечения  $f_d^*$  несколько больше  $f_d$ , отдавая при этом предпочтение вариантам из трех насадок, в том числе разноразмерных;

3) для каждого промывочного узла со стандартной насадкой вычислить коэффициент расхода  $\mu_{ni}$  по формуле (2.26);

4) определить коэффициент расхода промывочного узла долота в целом  $\mu_d$  по формуле (или из Приложения 17):

$$\mu_d = \frac{\sum_{i=1}^{i=z} (d_{oi}^2 \mu_i)}{\sum_{i=1}^{i=z} (d_{oi}^2)}; \quad (2.28)$$

5) по формуле (2.25) найти искомую величину  $p_d^*$  и уточнить давление на насосах.

Примечание: долота диаметром 215,9 мм имеют  $d_n = 24$  мм, а долота большего диаметра – 28 мм.

При использовании **разноразмерных** насадок расход жидкости через каждую насадку вычисляют по формуле:

$$Q_i = 1,111 \mu_i d_{oi}^2 \sqrt{\frac{p_{Jb}^*}{\rho}}. \quad (2.29)$$

Затем вычисляют скорость истечения жидкости из насадок.

Теперь необходимо определить величину критерия интенсивности гидромониторной промывки  $J$ :

$$J = 1 - p_{диф} / p_{oc}. \quad (2.30)$$

В этой формуле  $p_{диф}$  – это разность между давлением в скважине и пластовым во время промывки с расходом  $Q$  на конкретной глубине:  $L_k$  или  $L_k$ . Величину  $p_{диф}$  вычисляют по формуле:

$$p_{диф} = \rho g L_i + p_k - p_{nl}, \quad (2.31)$$

$$p_{nl} = k_a \rho_v L_i. \quad (2.32)$$

В (2.31) величина  $p_k$  зависит от  $Q$ . Следовательно,  $p_{диф} = f(Q)$ .

Осевое давление струи  $p_{oc}$  тоже **зависит** от фактического расхода через насадку  $Q_{ni}$ , а также от диаметра насадки  $d_{oi}$ , расстояния до забоя  $l_c$ , от  $d_{oi}$  и  $p_d^*$ . Ниже приводится формула для расчета  $p_{oc}$ :

$$p_{oc} = \frac{43,81 Q_i^2 \rho}{\pi^2 d_{oi}^4 \left\{ 1 + [0,223 + 0,01(m-6)]m \right\}^2}, \quad (2.33)$$

где  $m = l_c / d_{oi}$  – относительная длина струи (от насадки до забоя).

Эта формула предназначена для определения  $p_{oc}$  от одной отдельно взятой насадки и струи, когда известны диаметр отверстия насадки и расход жидкости через нее, а также известно  $l_c$  (в общем случае и длины струй могут быть разными). Она нужна, прежде всего, для расчета  $J_i$  по формуле (2.30) для разных струй, истекающих из **разноразмерных** насадок. В этом случае каждая струя

характеризуется своим значением  $J_i$ , и для насадки с максимальным диаметром (при условии  $l_c = const$ ) критерий промывки будет тоже максимальным.

Формулу (2.33) можно использовать и в случае применения **равноразмерных** насадок, подставляя в числитель  $Q_{ni} = Q/z$ .

Теперь по формуле (2.30) можно вычислить  $J = J_1 = J_2 = J_3$  (если  $z=3$ ).

Аналог формулы (2.33) для равноразмерных насадок (если ввести в формулу  $Q$  и  $z$ ):

$$p_{oc} = \frac{43,81 Q_i^2 \rho}{\pi^2 d_o^4 z^2 \{1 + [0,223 + 0,01(m-6)]m\}^2}. \quad (2.34)$$

Критерий  $J$  рассчитывают только для двух случаев: для **теоретического** диаметра насадок и для стандартной насадки **максимального** диаметра.

Расчеты заканчиваются вычислением эквивалентных плотностей для глубин  $L_k$  и  $L_n$ :

$$\rho_{экв.i} = (\rho g L_i + p_k) / g L_i. \quad (2.35)$$

По результатам расчетов заполняется итоговая таблица (Приложение 19) и строится эпюра полных давлений (суммы гидростатических давлений и потерь давления в любой точке циркуляционной системы, включая внутритрубное пространство).

Пример подобной эпюры показан на рис. 2 для двухразмерной колонны, состоящей из УБТ и бурильных труб. Наклонная пунктирная линия  $0m$  – это линия гидростатического давления в заколонном пространстве. Потери давления в затрубном пространстве откладываются относительно этой линии. Видно, в частности, что потери давления за УБТ нарастают быстрее (угол между  $0m$  и  $cd$  существенно больше угла между  $0m$  и  $d0$ ).

Линия  $nk$  проведена через точку  $b$  параллельно  $0m$ . Прямая  $ds$  тоже параллельна  $0m$ . Таким образом, давление на насосах  $0p_n$  равно сумме потерь давления в трубах ( $kp_n$ ), перепада давления на долоте  $bc$  и потерь давления в заколонном пространстве ( $0s=cb$ ). При построении графика отрезки, соответствующие давлению, откладываются строго в масштабе при коротких УБТ. Допускается для удобства построения несколько их удлинить.

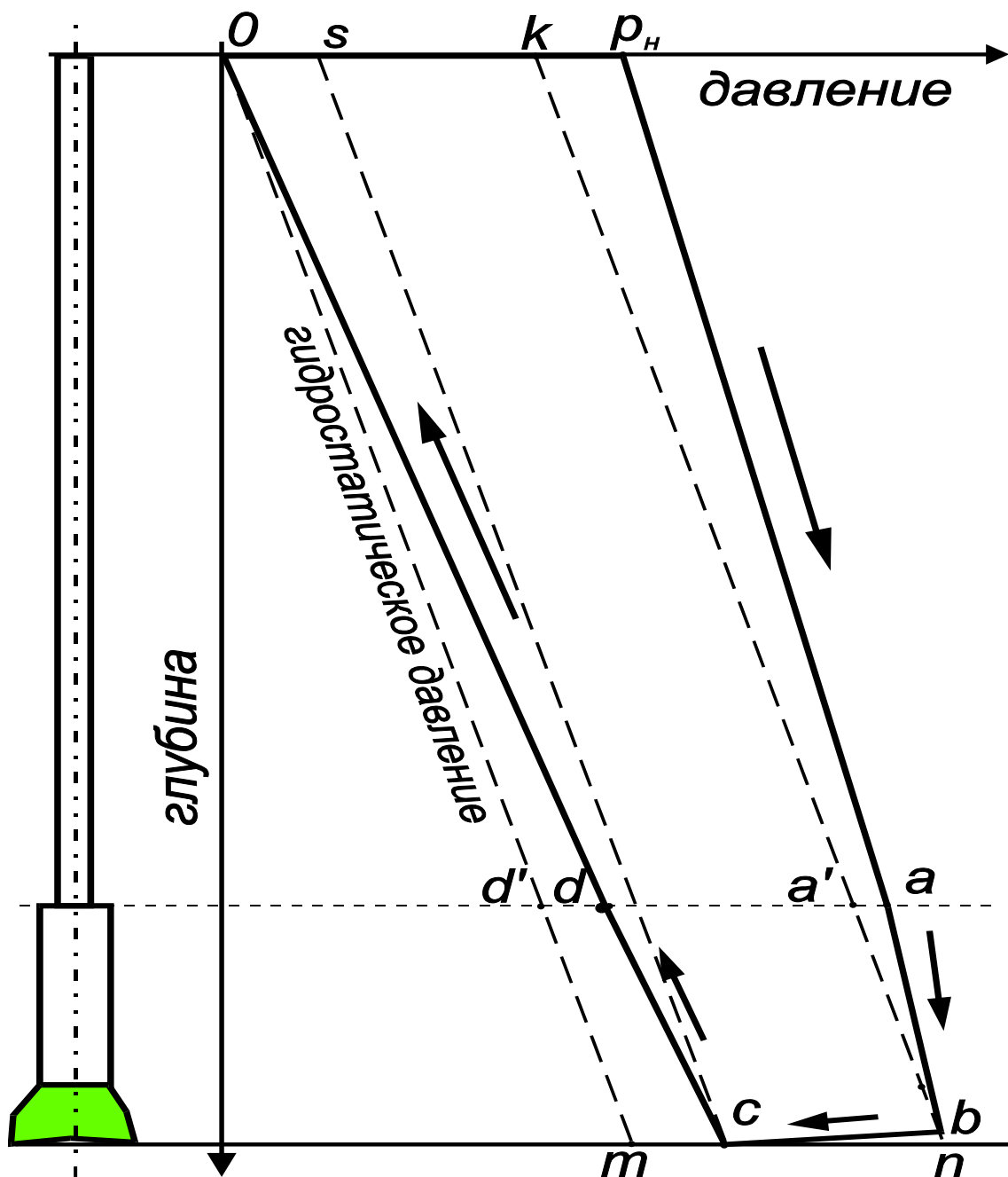


Рис. 2. График полных давлений в трубах и за колонным пространстве:

$0m$  – линия гидростатического давления столба бурового раствора;

$kn$  и  $cs$  – прямые, параллельные  $0m$ ;

$0p_n$  – отрезок, соответствующий давлению на насосах при промывке;

$kp_n$  – суммарные потери давления в трубах;

$a'a$  – потери давления внутри УБТ;

$bc=sk$  – перепад давления на долоте;

$st$  – суммарные потери в за колонном пространстве;

$d'd$  – потери давления за бурильными трубами.

Стрелками показано направление движения жидкости

### 2.3.2. Поиск оптимального варианта гидромониторной промывки забоя и скважины

Эта часть работы не является обязательной для выполнения. Вместе с тем настоятельно рекомендуется проявить инициативу и попытаться расчеты все же осуществить, придерживаясь изложенных ниже советов.

Строго говоря, поиск оптимального режима промывки является компьютерной задачей, предполагающей многократный пересчет по единому алгоритму параметров промывки при различных, от малых до больших, расходах  $Q$ . По этой причине при расчете вручную вначале надо выяснить, как изменяется критерий промывки  $J$  при изменении  $Q$  в окрестностях расхода в предыдущем случае (п. 2.3.1). Чтобы избежать больших вычислений при расчетах потерь давления, рекомендуется воспользоваться упрощенными методами пересчета на иной, отличный от основного, расход  $Q$ . Методы пересчета изложены в разделе 2.2.1.

Рекомендуемый порядок расчетов:

А. Первый раз расчеты выполняются для глубины  $L_n$ . Предположим, что в расчетах по п. 2.3.1 получен “базовый” расход  $Q = Q_{баз} = 20 \text{ дм}^3/\text{с}$  ( $20 \text{ л/с}$ ) и  $J = J_{баз}$ .

В. Выбираем расход  $Q = Q_{баз} + 2 = 22 \text{ дм}^3/\text{с}$ .

С. Выполняем пересчет потерь давления, резерва давления для долота, расчет диаметров равноразмерных насадок и т.д. вплоть до определения  $J$  для “теоретических” насадок при  $Q = 22 \text{ дм}^3/\text{с}$ . Получим  $J_{22}$ .

Д. Если окажется, что  $J_{22} > J_{баз}$ , то снова увеличиваем расход, например до  $24 \text{ дм}^3/\text{с}$ , и повторяем все необходимые расчеты. И так до тех пор, пока не обнаружится  $Q_{opt}$  и соответствующие ему диаметры насадок, при которых  $J$  достигнет максимального значения.

Е. В том случае, если  $J_{22} < J_{баз}$ , то  $Q_{opt}$  ищут, уменьшая  $Q$  по отношению к  $Q_{баз}$ .

Студент заслужит поощрения, если разработает компьютерную программу для поиска оптимального варианта промывки скважины, но только для выполнения подраздела 2.3.2. Безоптимизационная часть расчетов должна быть выполнена непременно вручную.

### 3. Методика гидродинамических расчетов при спускоподъемных операциях

#### 3.1. Общие замечания и рекомендации

После составления гидравлической программы промывки для некоторого интервала бурения студент должен выполнить гидродинамические расчеты спуска или подъема той же колонны, когда долото расположено в том же интервале скважины (конкретное значение длины колонны и направление ее движения зависят от варианта задачи, который выпадет студенту согласно Приложению 7). Предполагается, что движение колонны равномерное.

С целью упрощения задачи принимается, что полость труб закрыта, и поэтому буровая промывочная жидкость не может заполнять трубы при спуске и вытекать из нее при подъеме. Это значит, что расчетные значения долблений будут несколько завышены против фактических, а расчетные допустимые скорости движения, наоборот, занижены, что создает “запас безопасности” в расчетах допустимых скоростей движения.

Во всех вариантах предполагается, что скважина пробурена до глубины конца интервала бурения  $L_k$ . Иначе говоря, скважина имеет забой на глубине  $L_k$ , а долото при спуске или подъеме находится на некоторой глубине  $L_{ин}$ , отличающейся от  $L_k$  только в меньшую сторону.

К моменту начала расчета должны быть известны данные о напорном и слабом пластах, расположенных в открытой части ствола скважины. Если в материалах практики нет таких данных, то их нужно уточнить с руководителем работы – преподавателем. Необходимо уточнить следующие данные:

- глубины расположения кровли напорного и слабого пластов;
- флюид, которым насыщен напорный пласт (вода, нефть или газ);
- пластовые давления в напорном и слабом пластах;
- давление гидроразрыва пород в кровле слабого пласта.

Если курсовая работа выполняется студентом по материалам практики или по данным, относящимся к конкретной площади (месторождения), то пластовое давление определяют с помощью коэффициента аномальности  $k_a$ :

$$p_{пл} = 1000k_a g L_i, \quad (3.1)$$

а давление гидроразрыва рекомендуется определять по формуле Хубберта-Уиллиса:

$$p_{пл} = p_{пл} + [\mu / (1 - \mu)] (p_{гор} - p_{пл}), \quad (3.2)$$

где  $p_{гор}$  – горное давление, которое можно определить через среднюю плотность горных пород;

$\mu$  – коэффициент Пуассона, величина которого для реальных пород колеблется в пределах 0,12...0,42, причем меньшие значения относятся к высокопористым и сильно трещиноватым породам, а большие – к плотным, низкопористым, кристаллическим с малой анизотропией механических свойств.

Плотность бурового раствора и реологические параметры принимаются такими же, что и при расчете гидравлической программы промывки.

Как при спуске, так и при подъеме напорный и слабый пласты могут находиться по отношению к бурильной колонне либо ниже долота ( $L_{cl} > L_{ин}$ ;  $L_{пл} > L_{ин}$ ), либо выше его ( $L_{cl} < L_{ин}$ ;  $L_{пл} < L_{ин}$ ). Обращаем внимание студента на то обстоятельство, что на пласт действует давление, создаваемое только той частью колонны, которая расположена в момент движения **выше этого пласта**. У некоторых задач и само долото будет находиться выше пласта (слабого или напорного). Тогда, следуя высказанному правилу, в расчет следует принимать всю колонну длиной  $L_{ин}$ . Следовательно, когда  $L_{cl} < L_{ин}$  или  $L_{пл} < L_{ин}$ , в расчет берется, как указывалось выше, только часть колонны.

### 3.2. Спуск колонны труб в скважину

При заданной постоянной скорости  $u_m$  спуска или подъема колонны вначале для **каждого** элемента вычисляют эквивалентный расход в заколонном пространстве  $Q$ , по формуле:

$$Q_{эв} = u_m \left[ 0,5 \left( \frac{d_n}{D} \right)^{0,38} + \frac{d_n^2}{D^2 - d_n^2} \right] \frac{\pi (D^2 - d_n^2)}{4}. \quad (3.3)$$

Для начала скорость задается произвольно. Рекомендуется выбирать ее в пределах 1,00...2,00 м/с.

Затем по Приложению 3 (листы 1-9) вычисляют искомую величину  $p_{зд.i}$  для **каждого** элемента, заменяя  $Q$  на  $Q_{эв}$  и учитывая, естественно, всю колонну или ее часть, как оговаривалось выше, в зависимости от соотношения длины колонны и глубины пластов.

Общее гидродинамическое давление находят как сумму давлений:

$$p_{зд} = \sum p_{зд.i}. \quad (3.4)$$

При спуске инструмента со скоростью  $u_{m1}$  вычисляют полное давление в скважине на слабый пласт:

$$p_{cl} = \rho g L_{cl} + p_{зд1}, \quad (3.5)$$

сравнивают его с давлением гидроразрыва слабого пласта и устанавливают, будет ли гидроразрыв при данной, произвольно выбранной скорости спуска  $u_{m1}$ .

Для определения допустимой скорости спуска вычисляют коэффициент  $c$ :

$$c = p_{зд1} / u_{m1}^2, \quad (3.6)$$

а потом вычисляют допустимую скорость спуска.

Сначала находят резерв давления на спуск

$$\Delta p_{зд} = p_{zp} - \rho g L_{cl}. \quad (3.7)$$

Искомую скорость рассчитывают по формуле:

$$u_{m.don} = (\Delta p_{зд} / c)^{0,5}. \quad (3.8)$$

К практическому применению рекомендуется скорость, равная  $0,9 u_{m.don}$  (во избежание случайного гидроразрыва).

Затем вычисляют эквивалентную плотность для слабого пласта при спуске с предельно допустимой скоростью:

$$\rho_{эв} = (\rho g L_{cl} + \Delta p_{зд}) / g L_{cl}. \quad (3.9)$$



### 3.3. Подъем колонны труб из скважины

Гидродинамическое давление, на величину которого уменьшается гидростатическое при подъеме, вычисляют по той же методике и по тем же формулам, что и при спуске, иначе говоря, по формулам (3.3), формулам Приложения 3 и формуле (3.4).

Скорость подъема выбирают произвольно, но при этом рекомендуется учесть, что она сильно зависит от веса бурильного инструмента и, как правило, не превышает 1 м/с (да и то только на завершающей стадии подъема колонны из скважины). Исходя из этого, рекомендуется  $u_m = 0,5 \dots 1,0$  м/с.

Определив  $p_{\text{гдл}}$ , вычисляют  $c$  по формуле (3.5).

Затем вычисляют резерв давления на проявляющий напорный пласт, кровля которого располагается на глубине  $L_{\text{нл}}$ , по формуле:

$$\Delta p_{\text{гд}} = \rho g L_{\text{нл}} - p_{\text{нл}}. \quad (3.10)$$

Затем находят допустимую скорость подъема  $u_{\text{м.дон}}$  по формуле (3.8) и вычисляют эквивалентную плотность по формуле (3.9).

**Библиографический список**

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987.
2. Маковей Н. Гидравлика бурения. Перевод с румынского. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
3. Осипов П.Ф., Скрябин Г.Ф. Оптимизация режимов бурения гидромониторными шарошечными долотами. – Ярославль: Медиум-пресс, 2001. – 239 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение 1

### Задание на выполнение курсовой работы по дисциплине “Гидромеханика бурения и крепления скважин”

студенту группы \_\_\_\_\_ Фамилия и инициалы: \_\_\_\_\_

**1. Разработать** программу промывки скважины при бурении в интервале от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_ м \_\_\_\_\_ площади (месторождения)

**2. Исходные данные:**

Способ бурения \_\_\_\_\_ турбобур \_\_\_\_\_  
КНБК (описать по элементам) \_\_\_\_\_

Бурильные трубы \_\_\_\_\_

Глубина спущенной обсадной колонны, м \_\_\_\_\_

Диаметр обсадной колонны, мм \_\_\_\_\_ Толщина стенки, мм \_\_\_\_\_

Долото \_\_\_\_\_ Буровой насос \_\_\_\_\_

Тип обвязки \_\_\_\_\_

Глубина кровли напорного пласта, м \_\_\_\_\_ Пластовое давление, МПа \_\_\_\_\_

Глубина кровли слабого пласта, м \_\_\_\_\_ Пластовое давление, МПа \_\_\_\_\_

Давление гидроразрыва слабого пласта, МПа \_\_\_\_\_

Реологические и технологические параметры буровой промывочной жидкости:

динамическое напряжение сдвига, Па \_\_\_\_\_ структурная вязкость, Па·с \_\_\_\_\_

индекс консистенции, Па·с<sup>n</sup> \_\_\_\_\_ показатель нелинейности \_\_\_\_\_

плотность бурового раствора, м<sup>3</sup>/с \_\_\_\_\_

Технические и технологические ограничения:

предельно допустимое давление на насосах, МПа \_\_\_\_\_

тип привода насосов (дизельный с переменным числом двойных ходов или электрический с фиксированным числом двойных ходов) \_\_\_\_\_

№ варианта задания по промывке \_\_\_\_\_

№ варианта по реологическим параметрам \_\_\_\_\_

№ варианта по гидродинамическим расчетам СПО \_\_\_\_\_

предельно допуст. давл. в заколонном пространстве при промывке, МПа \_\_\_\_\_

**3. Курсовую работу** выполнить в соответствии с учебным пособием "Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин"

Задание выдал \_\_\_\_\_  
должность \_\_\_\_\_ ФИО \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_

Задание принял \_\_\_\_\_  
ФИО \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_

## Сводка исходных данных

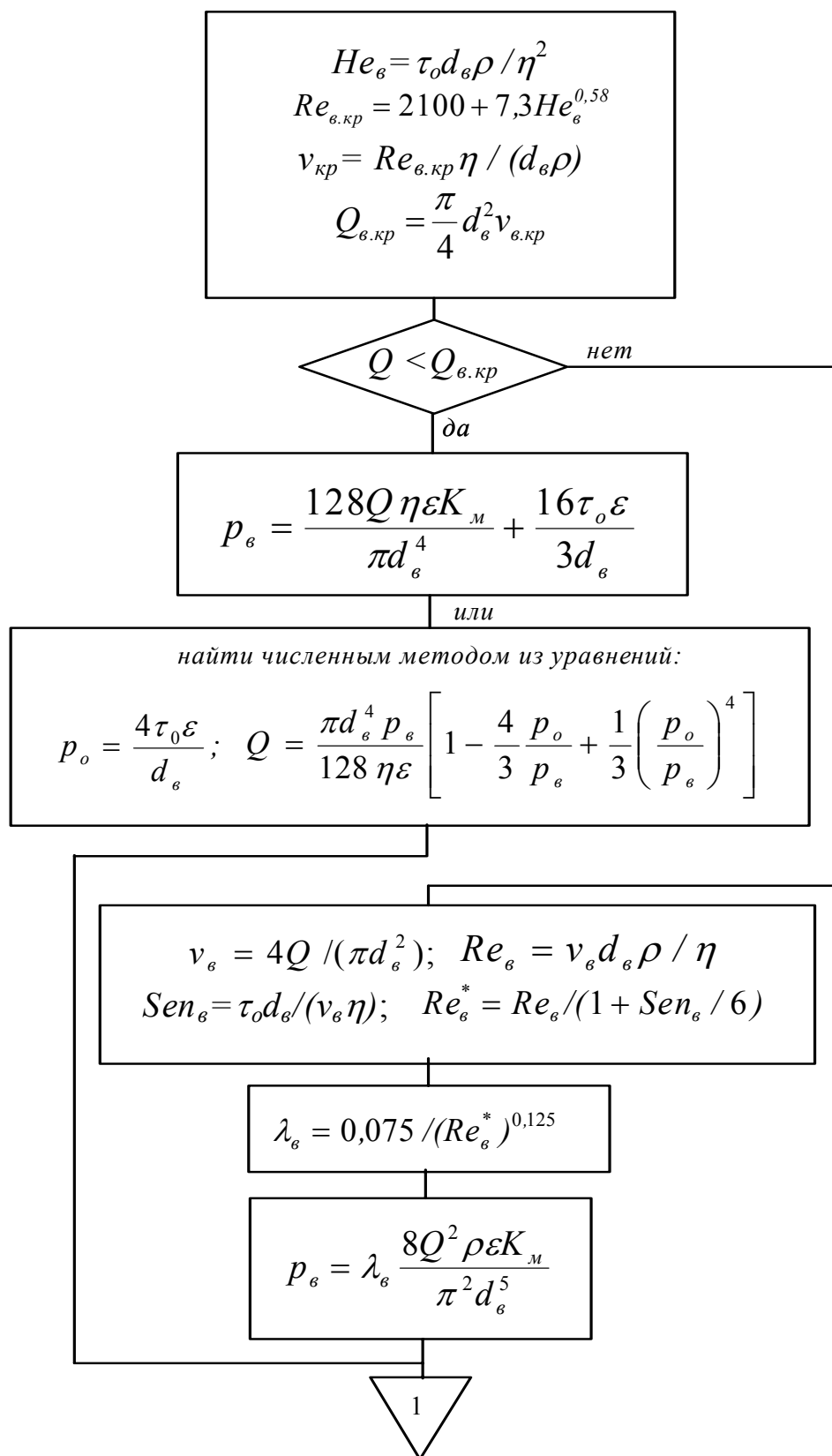
Студент \_\_\_\_\_ группы \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_

	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
1	Глубина начала бурения	$L_n$	м	
2	Глубина конца бурения	$L_k$	м	
3	Способ бурения			
4	Описание линейных размеров скважины для максимальной глубины $L_k$ : глубина конца 1-го участка глубина конца 2-го участка глубина конца 3-го участка глубина конца 4-го участка	$l_1$ $l_2$ $l_3$ $l_4$	м м м м	
	диаметр скважины на 1-м участке диаметр скважины на 2-м участке диаметр скважины на 3-м участке диаметр скважины на 4-м участке	$D_1$ $D_2$ $D_3$ $D_4$	м м м м	
5	Описание линейных размеров колонны труб при глубине $L_k$ (снизу вверх) по секциям: длина 1-й секции (Приложение 4) длина 2-й секции длина 3-й секции длина 4-й секции	$h_1$ $h_1$ $h_2$ $h_3$ $h_4$	м м м м	
	код трубы 1-й секции (Приложение 9) код трубы 2-й секции код трубы 3-й секции код трубы 4-й секции			
6	Код забойного двигателя (Приложение 10)			
7	Типоразмер долота			
8	Код насосного агрегата (Приложение 4)			
9	Количество установленных насосов			
10	Код обвязки насосов (манифольда)			
11	Параметры бурового раствора: - плотность - динамическое напряжение сдвига - структурная (динамическая) вязкость - индекс консистенции - показатель нелинейности	$\rho$ $\tau_o$ $\eta$ $K$ $n$	кг/м <sup>3</sup> Па Па*с (Па*с) <sup>n</sup> безразм	

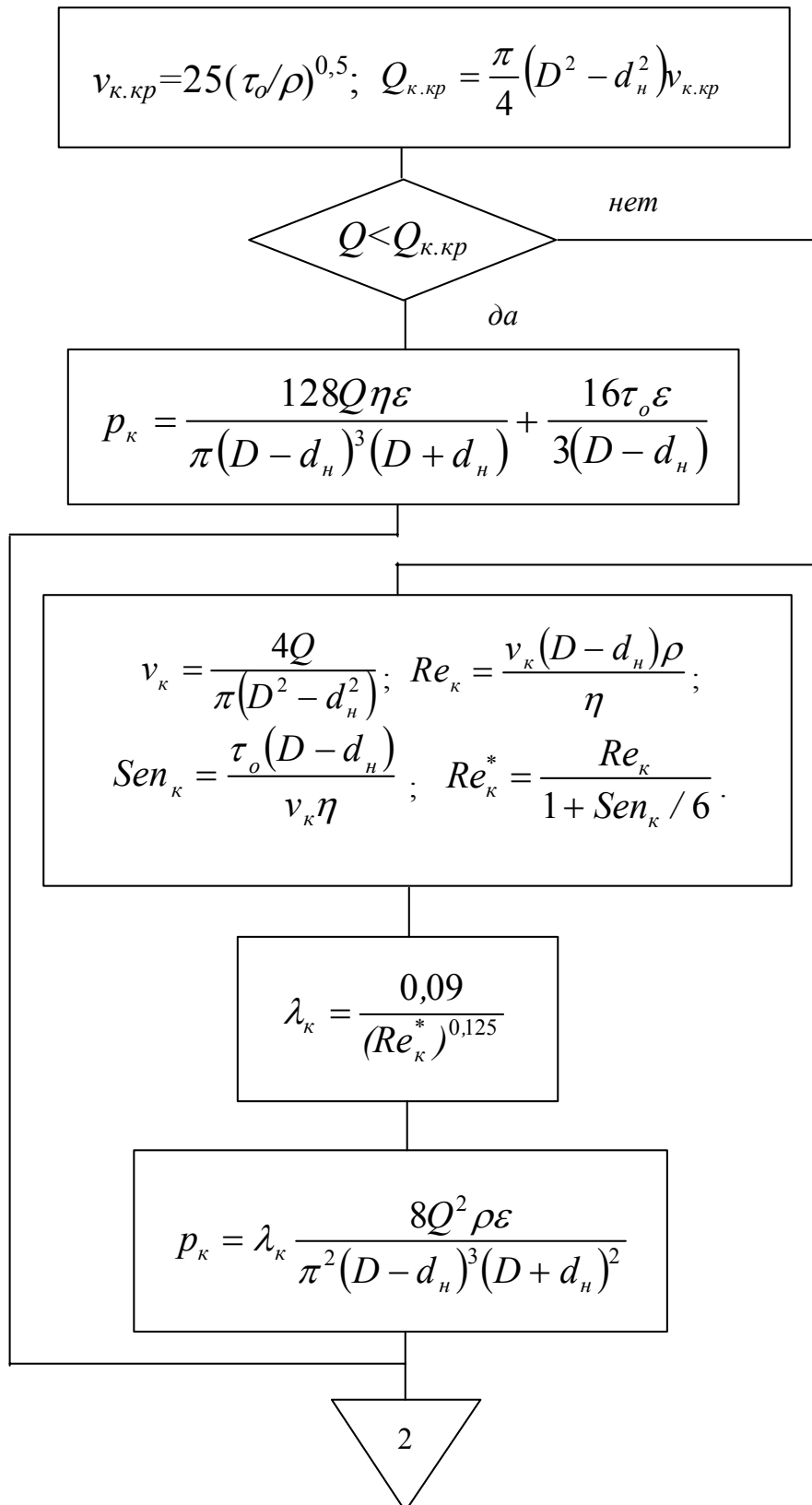
	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
12	<p>Технологические и технические ограничения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- число одновременно работающих насосов</li> <li>- предельно допустимое давление на насосах</li> <li>- рекомендуемая подача насосов</li> <li>- максимально допустимая подача насосов</li> <li>- минимально допустимая подача насосов</li> <li>- предельно допустимые потери давления в заколонном пространстве</li> <li>- минимальный диаметр гидромониторной насадки, допущенной к применению</li> </ul>	$P_{доп}$  $Q_{рц}$ $Q_{max}$  $Q_{min}$  $p_{к.доп}$  $d_{нм}$	МПа  МПа  дм <sup>3</sup> /с дм <sup>3</sup> /с  дм <sup>3</sup> /с  МПа  МПа	
13	<p>Сведения о слабом пласте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- глубина расположения кровли</li> <li>- давление гидроразрыва</li> <li>- пластовое давление</li> </ul>	$L_{сл}$ $p_{гp}$ $p_{пл}$	м МПа МПа	
14	<p>Сведения о проявляющем (напорном) пласте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- глубина кровли пласта</li> <li>- пластовое давление</li> <li>- мощность пласта</li> <li>- тип флюида (нефть, газ, вода)</li> <li>- плотность жидкости</li> <li>- относительная плотность газа (по воздуху)</li> </ul>	$L_{пл}$ $p_{пл}$ $S_{пл}$  $\rho_{пл}$ $\rho^*$	м МПа м  кг/м <sup>3</sup>	

Алгоритм расчета потерь и перепадов давления  
в циркуляционной системе скважины

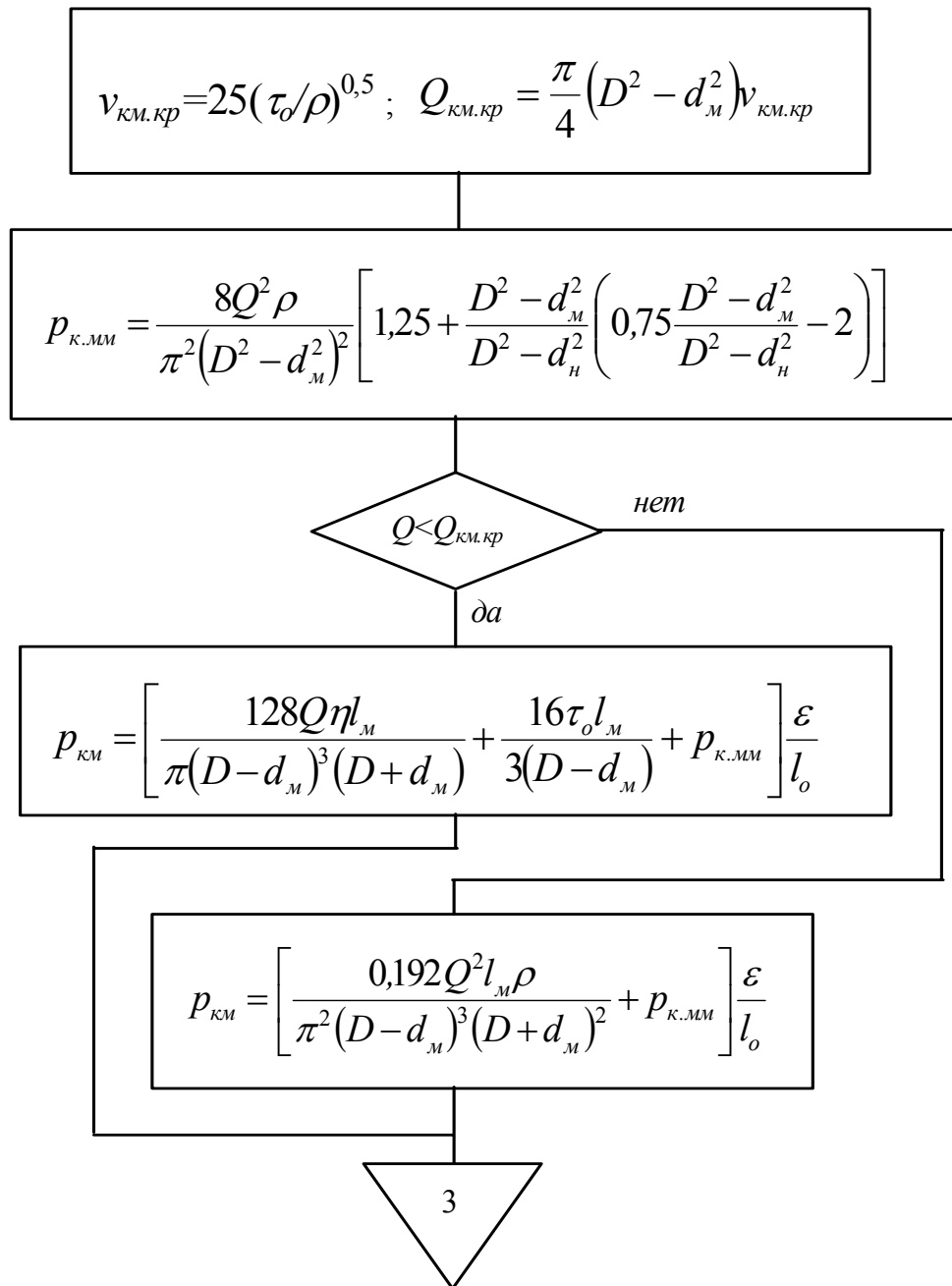
**Лист 1.** Потери давления в трубах при движении вязкопластичной жидкости



**Лист 2.** Потери давления в заколонном пространстве при движении вязкопластичной жидкости (ВПЖ)

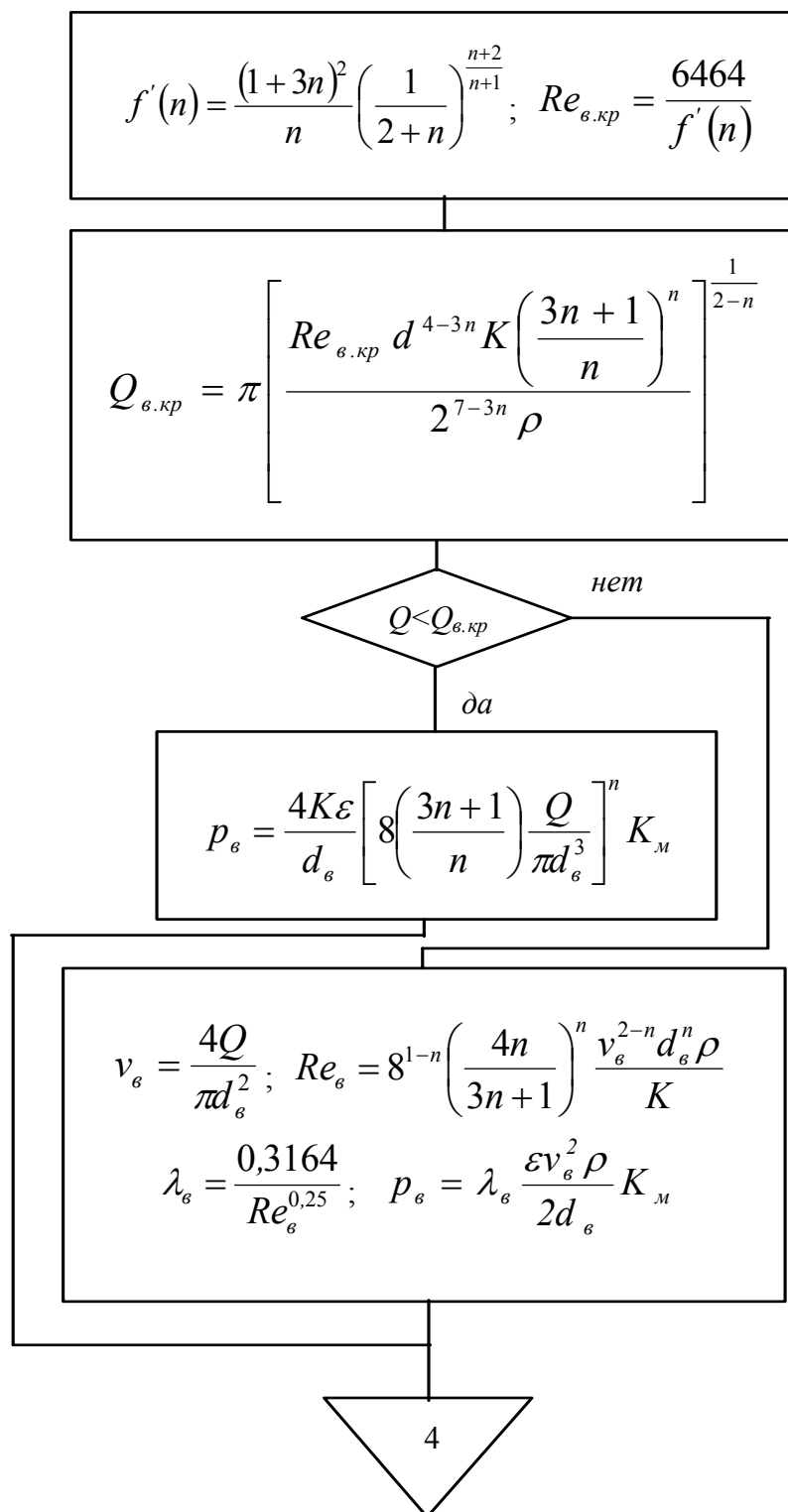


**Лист 3.** Потери давления в заколонном пространстве за замками (муфтами) при движении вязкопластичной жидкости (ВПЖ)

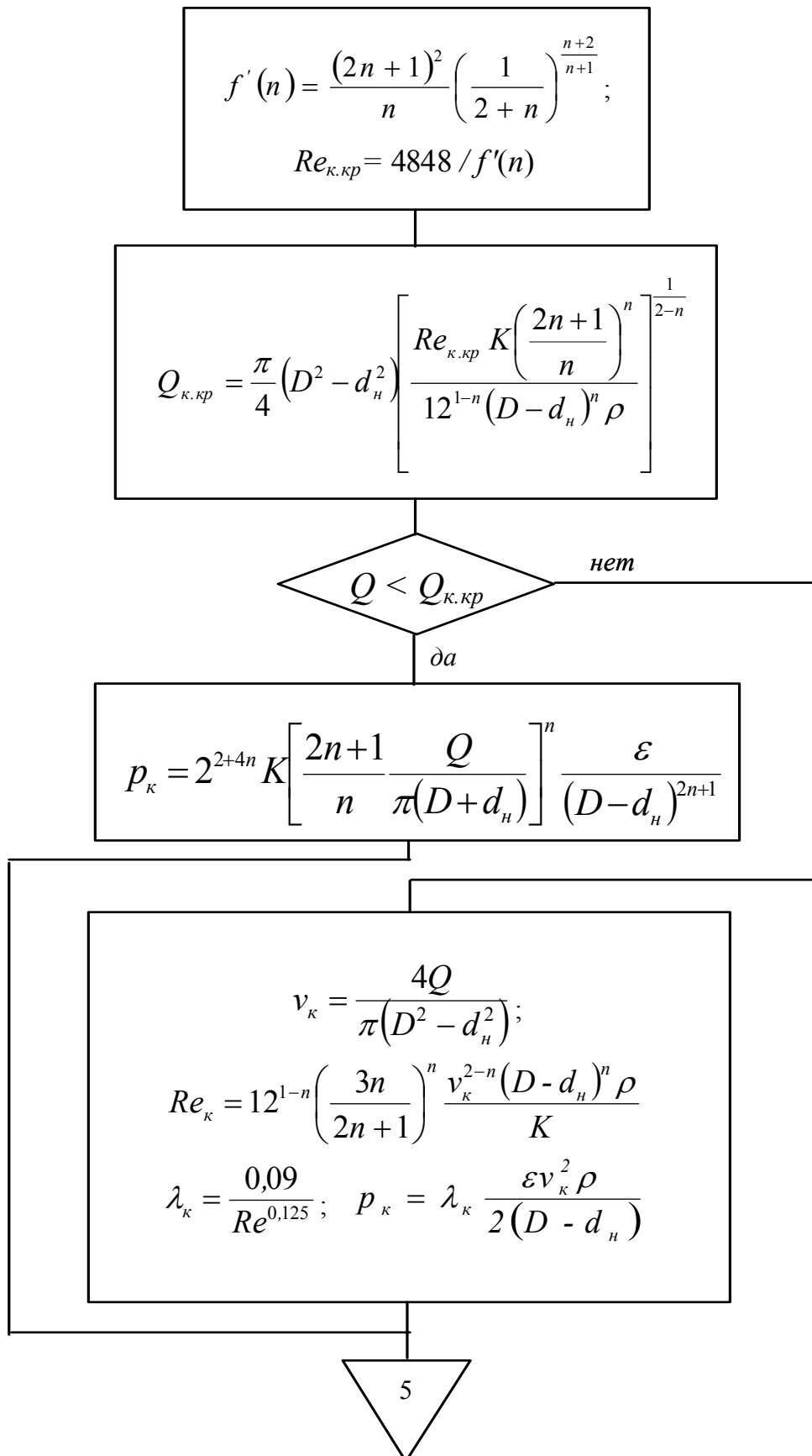




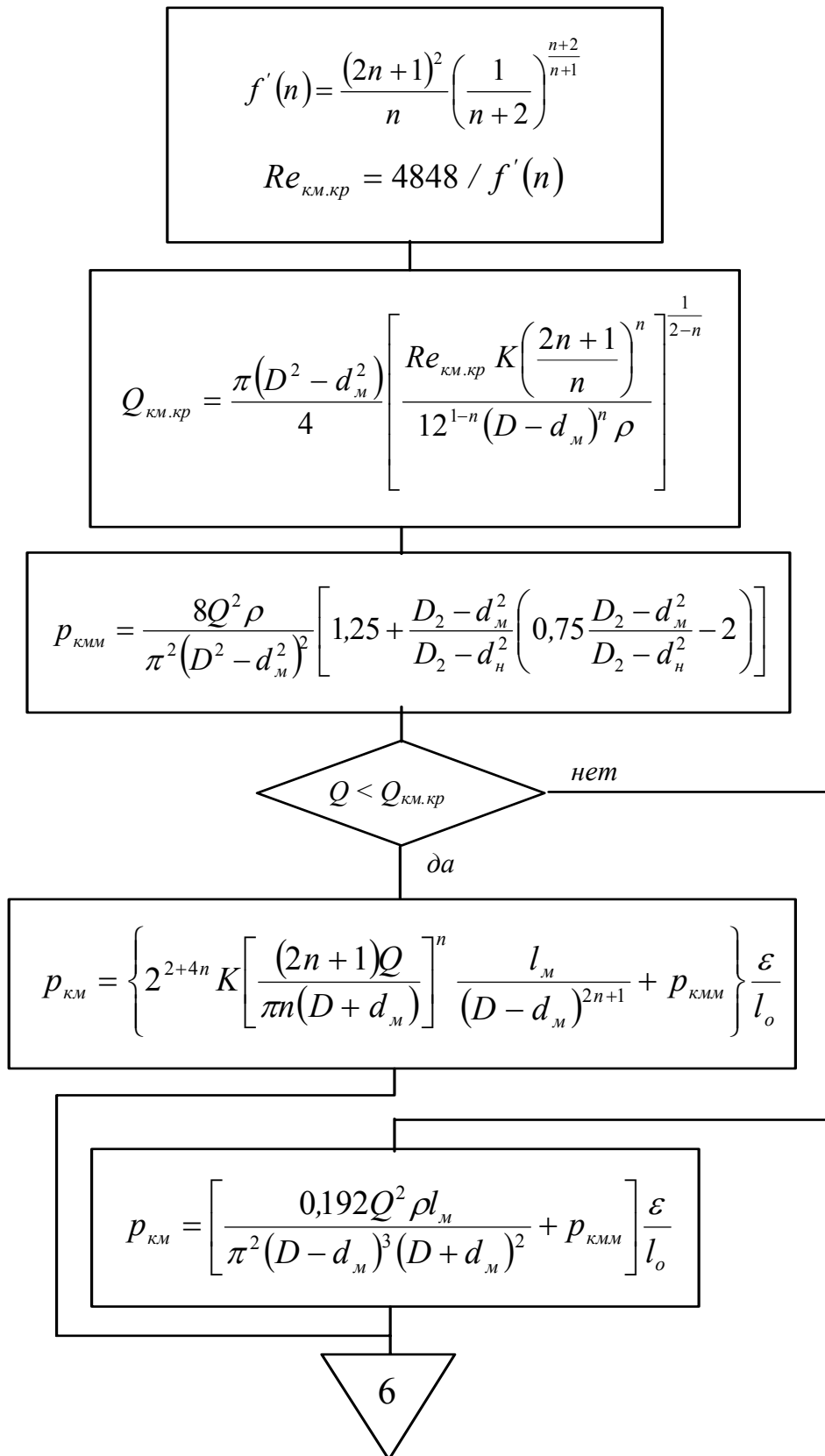
**Лист 4.** Потери давления в трубах при движении псевдопластичной (степенной) жидкости (ППЖ)



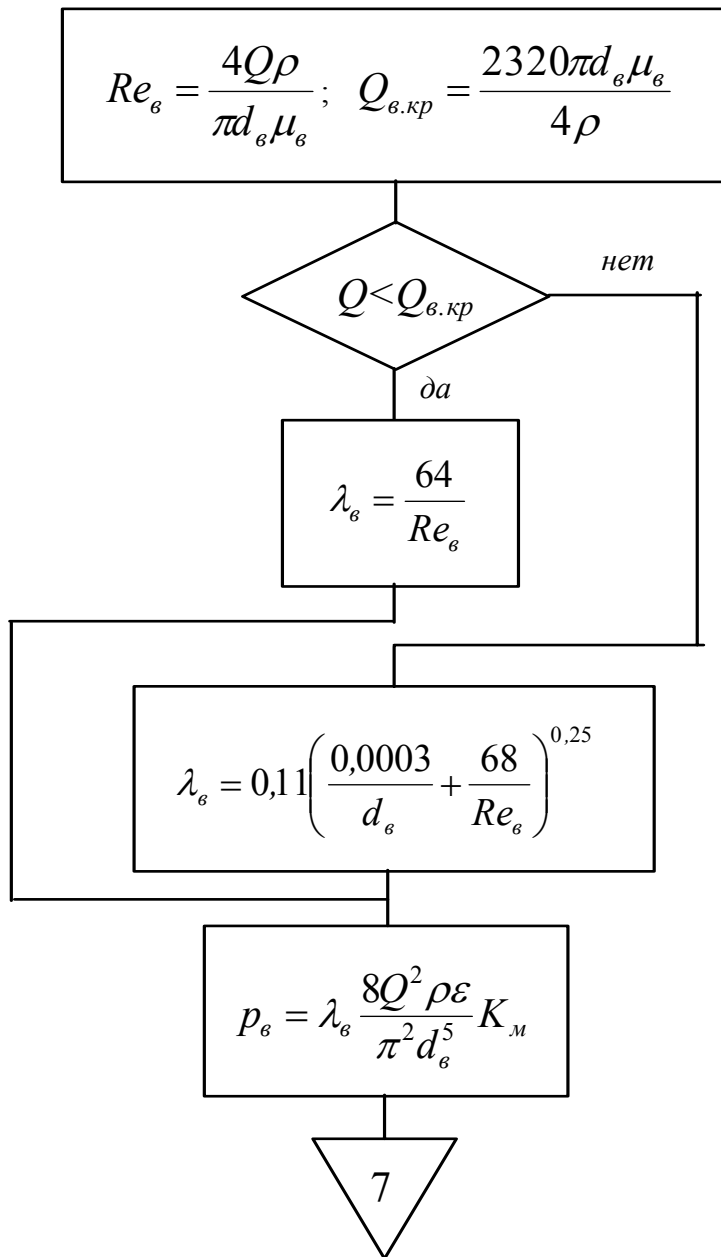
**Лист 5.** Потери давления в заколонном пространстве при движении псевдопластичной (степенной) жидкости



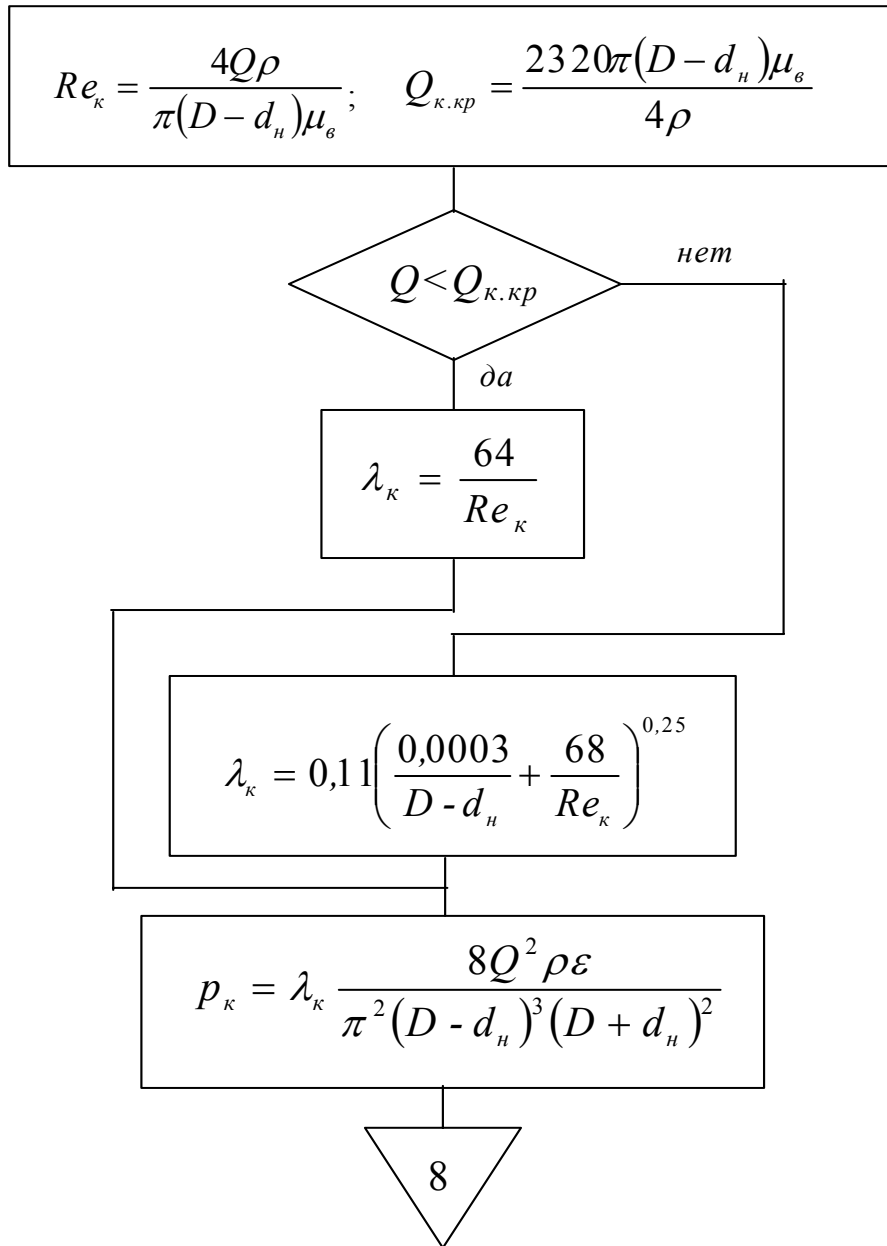
**Лист 6.** Потери давления в заколонном пространстве за замками (муфтами) при движении псевдопластичной (степенной) жидкости



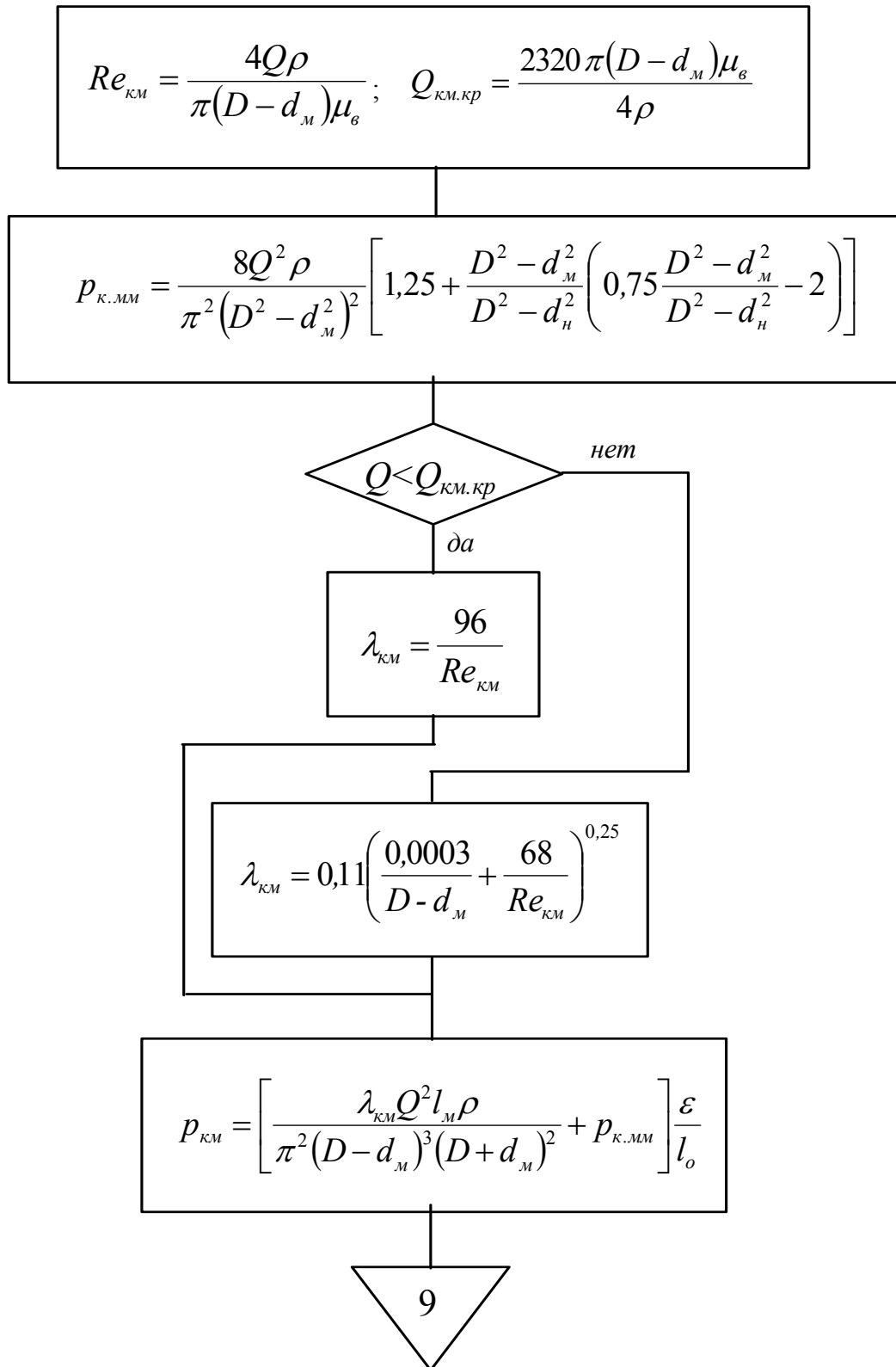
## Лист 7. Потери давления в трубах при движении вязкой жидкости (ВЖ)



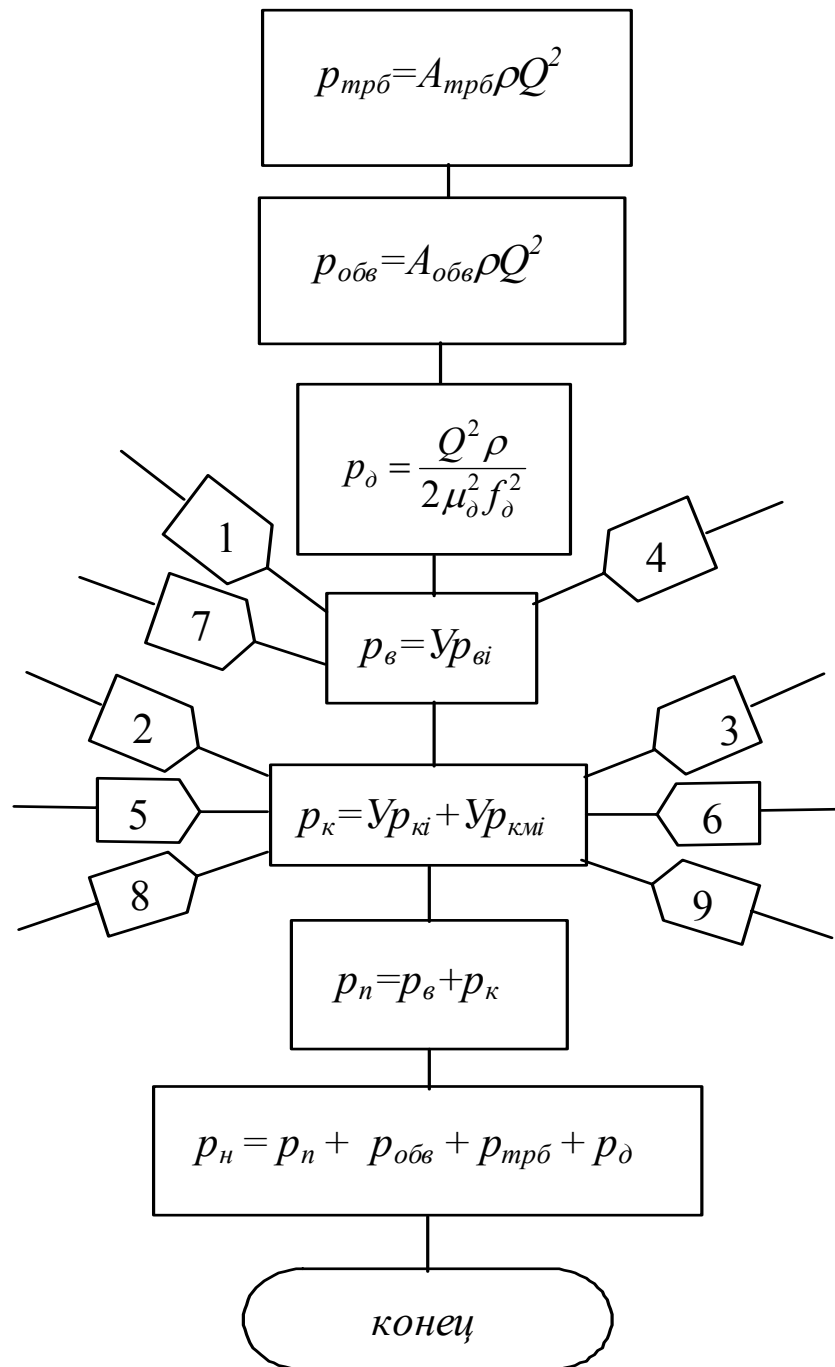
**Лист 8.** Потери давления в заколонном пространстве при движении вязкой жидкости (ВЖ)



**Лист 9.** Потери давления в заколонном пространстве за замками (муфтами) при движении вязкой жидкости (ВЖ)



Лист 10. Давление на насосах



## Варианты задания по расчету промывки скважины

Исходные данные	Номер варианта								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина $L_n$ , м	2300	2500	2750	3000	3250	3500	3800	4000	4300
Глубина $L_k$ , м	3000	3000	3300	3600	4000	4200	4300	4500	4900
Глубина $L_{nl}$ , м	2870	2920	3220	3480	3920	4120	4200	4410	4850
Давление $p_{nl}$ , МПа	31,6	30,7	34,8	41,8	45,1	51,5	47,0	70,6	84,8
Глубина $L_{cl}$ , м	2600	2400	2700	2800	3300	2500	2200	3000	4550
Давление $p_{cp}$ , МПа	35,1	29,5	35	37,8	42,9	35	30,3	52,0	90,0
Давление $p_{дон}$ , МПа	16,0	17,0	15,5	18,0	17,0	15,0	17,0	15,0	16,0
Давление $p_{к.дон}$ , МПа	2,3	1,5	1,8	3,0	3,8	2,7	3,6	3,0	3,5
Способ бурения	турб.	ротор.	ротор.	ротор.	турб.	ротор.	турб.	ротор.	ротор.
Код турбобура	47	39			03		37		
Шифр УБТ	УБТС	УБТИ	УБТИ	УБТИ	УБТС	УБТС	УБТС	УБТИ	УБТС
Код УБТ	12	15	19	11	06	09	10	18	08
Длина УБТ, м	100	75	220	240	75	180	75	200	240
Шифр бурильной трубы	ЛБТСЗ	ТБВК	ІЕU	ІЕU	ТБПК	ЕU	ЛБТСЗ	ІЕU	ТБПК
Код бурильной трубы	11	10	33	18	12	31	11	20	18
Диаметр долота, мм	295,3	269,9	295,3	215,9	190,5	215,9	269,9	295,3	215,9
Глубина обсаженной части скважины, м	800	1050	750	1800	1800	1600	1600	1900	2300
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	304	279	302	225	201	225	279	304	225
Код насоса	2	1	3	4	3	1	4	5	5
Код обвязки насосов	2	2	2	3	3	3	3	3	3
Тип привода насосов (дизельный или электрический)	дизел.	электр.	дизел.	электр.	дизел.	электр.	дизел.	дизел.	электр.



### Варианты задания по расчету промывки скважины

Исходные данные	Номер варианта								
	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Глубина $L_H$ , м	4500	4200	3600	3400	3200	3100	2600	2400	2200
Глубина $L_K$ , м	5000	4700	4100	4000	4000	3700	3200	2900	2900
Глубина $L_{пл}$ , м	4800	4620	3000	3880	3920	3570	3000	2750	2790
Давление $p_{пл}$ , МПа	86,4	55,5	40,3	41,4	68,6	39,3	33,9	37,1	44,6
Глубина $L_{сл}$ , м	3500	4100	2750	3200	3700	2900	2600	2400	2450
Давление $p_{сп}$ , МПа	68,3	57,4	36,3	41,6	72,1	37,7	36,4	36,0	42,9
Давление $p_{дон}$ , МПа	17	18	16	15	16	15	17	14	15
Давление $p_{к.дон}$ , МПа	4,0	4,5	3,5	3,2	2,8	2,5	2,3	2,2	2,1
Способ бурения	ротор	ротор	ротор	турб.	ротор	ротор	турб	турб.	ротор
Код турбобура				26			50	39	
Шифр УБТ	УБТИ	УБТИ	УБТС	УБТС	УБТИ	УБТС	УБТС	УБТС	УБТИ
Код УБТ	10	06	09	08		10	11	07	06
Длина УБТ, м	160	140	150	75	170	140	75	75	160
Шифр бурильной трубы	IEU	IU	ТБПК	ТБПК	ТБВК	IEU	ТБПК	ЛБТСЗ	IEU
Код бурильной трубы	17	05	23	18	10	17	20	11	07
Диаметр долота, мм	215,9	190,5	269,9	215,9	295,3	269,9	295,3	215,9	190,5
Глубина обсаженной части скважины, м	3200	2700	1800	2600	1200	1500	800	900	1100
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	225	201	279	225	302	279	302	225	201
Код насоса	6	4	2	3	6	5	1	2	3
Код обвязки насосов	3	3	3	3	3	3	3	2	2
Тип привода насосов (дизельный или электрический)	дизел.	дизел.	электр.	дизел.	электр.	дизел.	дизел.	электр.	дизел.

Приложение 5

### Варианты реологических параметров буровой промывочной жидкости

Модель	Параметры,	Номер варианта
--------	------------	----------------

жидкости	размерность	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бингама (ВПЖ)	$\tau_o, Па$	3	4	5	6					7	8
	$\eta, Па*с$	0,012	0,014	0,015	0,016					0,02	0,022
Степенная (ППЖ)	$K, Па*с$					2	3,6	1,4	0,8		
	$n$					0,35	0,38	0,4	0,55		
Модель жидкости	Параметры, размерность	Номер варианта									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Бингама (ВПЖ)	$\tau_o, Па$	9	10					9,5	8,5	7,5	6,5
	$\eta, Па*с$	0,024	0,02					0,018	0,017	0,016	0,015
Степенная (ППЖ)	$K, Па*с$			1,6	1,7	2,8	1,9				
	$n$			0,5	0,45	0,4	0,6				

**Таблица выбора вариантов заданий для расчета промывки скважины**

Первая буква фамилии студента	Последняя цифра номера зачетной книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Номера вариантов из Приложений 4 и 5									
А	18/20	1/1	3/2	5/3	7/4	9/5	11/6	13/7	15/8	17/19
Б	17/20	2/10	4/11	6/12	8/13	10/14	12/15	14/8	16/17	18/18
В	15/19	5/19	10/20	15/17	3/16	6/15	9/14	15/9	15/12	2/11
Г	16/19	10/3	9/4	8/5	7/6	6/6	5/8	16/10	14/11	1/11
Д	14/18	18/12	17/13	16/14	15/15	14/16	4/17	17/11	13/10	11/1
Е	13/18	1/5	2/6	3/7	4/8	5/5	3/17	18/12	12/9	3/20
Ж, З	12/17	10/14	11/15	12/16	13/17	18/18	15/19	1/13	11/8	2/20
И	11/17	3/5	4/7	5/8	6/6	7/7	8/11	2/14	10/7	1/20
К	10/16	12/15	13/16	14/17	13/13	16/19	17/20	3/15	9/6	2/3
Л	9/16	4/2	5/3	6/4	7/7	8/6	9/7	4/16	8/5	4/4
М	8/15	13/11	14/12	15/13	16/16	17/15	7/8	5/17	7/4	5/6
О	7/15	5/20	6/1	7/2	8/8	9/4	10/5	6/18	6/3	6/7
П	6/14	14/9	15/10	16/11	17/12	18/13	1/14	7/19	5/2	7/8
Р	5/14	6/18	7/19	8/20	9/9	10/2	11/3	8/20	4/1	8/9
С, Т	4/13	15/7	16/8	17/9	18/10	1/11	2/12	9/1	3/3	9/10
У, Ф	3/13	7/16	8/17	9/18	10/19	11/20	12/2	10/2	2/2	10/11
Х, Ц	2/12	16/5	17/6	18/7	1/8	2/9	3/10	11/3	1/1	11/12
Ч, Ш, Щ	1/12	8/14	9/15	10/16	11/11	12/18	13/19	12/4	18/18	12/13
Э, Ю	2/13	17/3	18/4	1/5	2/6	3/7	4/8	13/5	17/17	13/14
Я	3/11	9/12	10/13	11/14	12/12	13/16	14/17	14/6	16/16	14/15

Примечание: в числителе – № задания по промывке из Приложения 4, а в знаменателе – № варианта реологических параметров из Приложения 5.

**Таблица выбора вариантов заданий для расчета гидродинамических параметров  
при спускоподъемных операциях**

Первая буква фамилии студента	Последняя цифра номера зачетной книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Номер варианта из Приложения 8									
А	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2
Б	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3
В	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4
Г	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5
Д	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6
Е	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7
Ж, З	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
И	8	1	2	3	4	5	6	7	8	1
К	8	7	6	5	4	3	2	1	8	7
Л	7	6	5	4	3	2	1	8	7	6
М	6	5	4	3	2	1	8	7	6	5
О	5	4	3	2	1	8	7	6	5	4
П	4	3	2	1	8	7	6	5	4	3
Р	3	2	1	8	7	6	5	4	3	2
С, Т	2	1	8	7	6	5	4	3	2	1
У, Ф	1	8	7	6	5	4	3	2	1	8
Х, Ц	2	4	6	8	2	4	6	8	2	4
Ч, Ш, Щ	1	3	5	7	1	3	5	7	1	3
Э, Ю	1	2	3	4	5	6	7	8	3	2
Я	1	3	5	7	2	4	6	8	4	3

**Варианты задания для расчета гидродинамических параметров при спускоподъемных операциях**

Номер варианта	Вид технологической операции: спуск или подъем	Соотношение длины колонны $L_{ин}$ в скважине к глубине забоя $L_{\kappa}$ (в расчетный момент времени проведения операции)
1	спуск	$L_{ин} = L_{\kappa} / 3$
2	спуск	$L_{ин} = L_{\kappa} / 2$
3	спуск	$L_{ин} = 2L_{\kappa} / 3$
4	спуск	$L_{ин} = L_{\kappa} - 50$
5	подъем	$L_{ин} = L_{\kappa} / 2$
6	подъем	$L_{ин} = 2L_{\kappa} / 3$
7	подъем	$L_{ин} = 3L_{\kappa} / 4$
8	подъем	$L_{ин} = L_{\kappa}$

## Список бурильных и утяжеленных труб

Шифр трубы	Диаметр наруж- ный $d_n$ , мм	Диаметр замка (муфты) $d_m$ , мм	Толщина стенки $\delta$ , мм	Длина трубы $l_o$ , м	Длина замка (муфты) $l_m$ , м	Коэф-т учета потерь в замке $K_m$	Код
ТБВ	60,3	80	7	6,2	0,4	3,86	01
ТБВ	60,3	80	9	6,2	0,4	2,6	02
ТБВ	73	108	7	6,2	0,45	1,12	03
ТБВ	73	95	9	6,2	0,4	4,56	04
ТБВ	73	95	9	6,2	0,45	3,27	05
ТБВ	73	108	9	6,2	0,45	1,07	06
ТБВ	73	95	11	6,2	0,45	2,37	07
ТБВ	73	108	11	6,2	0,45	1,05	08
ТБВК	89	118	9	8,3	0,45	1,15	01
ТБВК	89	118	11	8,3	0,45	1,1	02
ТБВК	101,6	133	9	12,5	0,5	1,13	03
ТБВК	101,6	133	10	12,5	0,5	1,11	04
ТБВК	114,3	146	9	12,5	0,5	1,17	05
ТБВК	114,3	146	10	12,5	0,5	1,14	06
ТБВК	114,3	146	11	12,5	0,5	1,12	07
ТБВК	127	155	9	12,5	0,54	1,16	08
ТБВК	127	155	10	12,5	0,54	1,13	09
ТБВК	139,7	178	9	12,5	0,57	1,25	10
ТБВК	139,7	178	10	12,5	0,57	1,22	11
ТБВК	139,7	178	11	12,5	0,57	1,19	12
ТБПВ	73	95,2	9,2	8,3	0,4	2,67	01
ТБПВ	89	108	9,4	8,3	0,4	2,33	02
ТБПВ	89	108	11,4	8,3	0,4	2,37	03
ТБПВ	101,6	133,4	8,4	12,5	0,5	1,33	04
ТБПВ	101,6	133,4	8,4	12,5	0,5	1,24	05
ТБПВ	101,6	139,7	8,4	12,5	0,5	3,22	06
ТБПВ	101,6	139,7	8,4	12,5	0,5	1,66	07
ТБПК	114,3	158,8	8,6	12,5	0,59	1,55	08
ТБПК	114,3	158,8	8,6	12,5	0,59	1,3	09
ТБПК	114,3	158,8	8,6	12,5	0,59	1,17	10
ТБПК	114,3	158,8	10,9	12,5	0,59	2,34	11
ТБПК	114,3	158,8	10,9	12,5	0,59	1,71	12
ТБПК	114,3	158,8	10,9	12,5	0,59	1,38	13
ТБПК	114,3	158,8	10,9	12,5	0,59	1,2	14
ТБПК	127	161,9	9,2	12,5	0,59	1,25	15

Шифр трубы	Диаметр наруж- ный $d_n$ , мм	Диаметр замка (муфты) $d_m$ , мм	Толщина стенки $\delta$ , мм	Длина трубы $l_o$ , м	Длина замка (муфты) $l_m$ , м	Коэф-т учета потерь в замке $K_m$	Код
ТБПК	127	161,9	9,2	12,5	0,59	1,15	16
ТБПК	127	165,4	9,2	12,5	0,59	1,43	17
ТБПК	127	168,3	9,2	12,5	0,59	2,25	18
ТБПК	127	161,9	12,7	12,5	0,59	1,14	19
ТБПК	127	165,4	12,7	12,5	0,59	1,44	20
ТБПК	127	168,3	12,7	12,5	0,59	1,78	21
ТБПК	127	184,1	12,7	12,5	0,59	1,25	22
ТБПК	139,7	178,8	9,2	12,5	0,59	1,38	23
ТБПК	139,7	184,1	9,2	12,5	0,59	1,61	24
ТБПК	139,7	190,5	9,2	12,5	0,59	2,61	25
ТБПК	139,7	184,1	10,5	12,5	0,59	1,52	26
ТБПК	139,7	190,5	10,5	12,5	0,59	2,39	27
EU	60,3	85,7	7,11	9	0,5	1,03	01
EU	73	104,8	5,51	9	0,5	1,09	02
EU	73	85,7	7,82	9	0,5	1,2	03
EU	73	85,7	7,82	9	0,5	1,2	04
EU	73	85,7	7,82	9	0,5	1,2	05
EU	73	104,8	7,82	9	0,5	1,05	06
EU	73	104,8	7,82	9	0,5	1,05	07
EU	73	104,8	7,82	9	0,5	1,05	08
EU	73	104,8	9,19	9	0,5	1,03	09
EU	73	104,8	9,19	9	0,5	1,05	10
EU	73	104,8	9,19	9	0,5	1,05	11
EU	73	111,1	9,19	9	0,5	1,22	12
EU	88,9	120,7	6,45	9	0,5	1,05	13
EU	88,9	120,7	6,45	9	0,5	1,09	14
EU	88,9	120,7	9,35	9	0,5	1,05	15
EU	88,9	127	9,35	9	0,5	1,06	16
EU	88,9	127	9,35	9	0,5	1,09	17
EU	88,9	127	9,35	9	0,5	1,25	18
EU	88,9	136,6	9,35	9	0,5	1,09	19
EU	88,9	127	11,4	9	0,5	1,04	20
EU	88,9	127	11,4	9	0,5	1,06	21
EU	88,9	127	11,4	9	0,5	1,15	22
EU	88,9	139,7	11,4	9	0,5	1,1	23
EU	101,6	152,4	8,38	12,5	0,5	1,06	24
EU	101,6	152,4	8,38	12,5	0,5	1,06	25

Шифр трубы	Диаметр наруж- ный $d_n$ , мм	Диаметр замка (муфты) $d_m$ , мм	Толщина стенки $\delta$ , мм	Длина трубы $l_o$ , м	Длина замка (муфты) $l_m$ , м	Коэф-т учета потерь в замке $K_m$	Код
EU	101,6	152,4	8,38	12,5	0,5	1,1	26
EU	114,3	158,8	6,88	12,5	0,5	1,07	27
EU	114,3	161,9	8,56	12,5	0,5	1,06	28
EU	114,3	161,9	8,56	12,5	0,5	1,1	29
EU	114,3	161,9	10,92	12,5	0,5	1,06	30
EU	114,3	161,9	10,92	12,5	0,5	1,07	31
EU	114,3	168,3	10,92	12,5	0,5	1,2	32
IEU	114,3	152,4	8,56	12,5	0,43	1,31	01
IEU	114,3	158,8	8,56	12,5	0,43	2,02	02
IEU	114,3	158,8	8,56	12,5	0,43	1,17	03
IEU	114,3	158,8	8,56	12,5	0,43	1,57	04
IEU	114,3	152,4	10,92	12,5	0,43	1,71	05
IEU	114,3	158,8	10,92	12,5	0,43	1,71	06
IEU	114,3	158,8	10,92	12,5	0,43	1,2	07
IEU	114,3	158,8	10,92	12,5	0,43	1,38	08
IEU	114,3	158,8	10,92	12,5	0,43	2,34	09
IEU	127	161,9	7,72	12,5	0,45	1,19	10
IEU	127	161,9	7,72	12,5	0,45	1,2	11
IEU	127	161,9	7,72	12,5	0,45	1,31	12
IEU	127	161,9	9,19	12,5	0,45	1,15	13
IEU	127	161,9	9,19	12,5	0,45	1,25	14
IEU	127	165,1	9,19	12,5	0,45	1,43	15
IEU	127	168,3	9,19	12,5	0,45	2,25	16
IEU	127	177,8	9,19	12,5	0,45	1,15	17
IEU	127	177,8	9,19	12,5	0,45	1,15	18
IEU	127	177,8	9,19	12,5	0,45	1,15	19
IEU	127	184,2	9,19	12,5	0,45	1,25	20
IEU	127	161,9	12,7	12,5	0,45	1,14	21
IEU	127	165,9	12,7	12,5	0,45	1,44	22
IEU	127	168,3	12,7	12,5	0,45	1,76	23
IEU	127	177,8	12,7	12,5	0,45	1,15	24
IEU	127	177,8	12,7	12,5	0,45	1,14	25
IEU	127	184,2	12,7	12,5	0,45	1,15	26
IEU	127	184,2	12,7	12,5	0,45	1,25	27
IEU	139,7	177,8	9,17	12,5	0,45	1,24	28
IEU	139,7	177,8	9,17	12,5	0,45	1,45	29
IEU	139,7	184,2	9,17	12,5	0,45	1,2	30



Шифр трубы	Диаметр наруж- ный $d_n$ , мм	Диаметр замка (муфты) $d_m$ , мм	Толщина стенки $\delta$ , мм	Длина трубы $l_o$ , м	Длина замка (муфты) $l_m$ , м	Коэф-т учета потерь в замке $K_m$	Код
IEU	139,7	187,3	9,17	12,5	0,45	1,62	31
IEU	139,7	190,5	9,17	12,5	0,45	2,61	32
IEU	139,7	177,8	10,54	12,5	0,45	1,56	33
IEU	139,7	184,2	10,54	12,5	0,45	1,51	34
IEU	139,7	190,5	10,54	12,5	0,45	2,38	35
IEU	152,4	187,3	8,23	12,5	0,45	1,16	36
IEU	152,4	187,3	9,65	12,5	0,45	1,13	37
IEU	152,4	187,3	9,65	12,5	0,45	1,16	38
IEU	168,3	203,2	8,38	12,5	0,5	1,29	39
IU	101,6	133,4	8,38	12,5	0,5	1,16	01
IU	101,6	133,4	8,38	12,5	0,5	1,22	02
IU	101,6	139,7	8,38	12,5	0,5	1,44	03
IU	114,3	152,4	6,88	12,5	0,5	1,17	04
IU	114,3	152,4	8,56	12,5	0,5	1,31	05
IU	114,3	152,4	8,56	12,5	0,5	1,31	06
IU	114,3	158,8	8,56	12,5	0,5	2,02	07
IU	127	155,6	7,52	12,5	0,6	1,36	08
IU	127	158,8	7,52	12,5	0,6	1,36	09
IU	168,3	203,2	8,38	12,5	0,6	1,55	10
БТСЗ	73	108	9	9	0,4	2	01
ЛБТСЗ	90	108	9	9	0,4	2,5	02
ЛБТСЗ	114	140	10	12	0,45	1,5	03
ЛБТСЗ	129	147	9	12	0,45	1,25	04
ЛБТСЗ	129	152	9	12	0,45	1,25	05
ЛБТСЗ	129	147	11	12	0,45	1,2	06
ЛБТСЗ	129	152	11	12	0,45	1,2	07
ЛБТСЗ	147	167	9	12	0,5	1,2	08
ЛБТСЗ	147	172	9	12	0,5	1,2	09
ЛБТСЗ	147	167	11	12	0,5	1,17	10
ЛБТСЗ	147	172	11	12	0,5	1,17	11
ЛБТСЗ	147	172	13	12	0,5	1,13	12
ЛБТСЗ	147	172	15	12	0,5	1,11	13
ЛБТСЗ	147	172	17	12	0,5	1,1	14
ЛБТСЗ	170	197	11	12	0,6	1,2	15
УБТ	95	95	31,5	6	0	1,05	01
УБТ	108	108	35	6	0	1,05	02
УБТ	146	146	29,5	6	0	1,05	03

Шифр трубы	Диаметр наруж- ный $d_n$ , мм	Диаметр замка (муфты) $d_m$ , мм	Толщина стенки $\delta$ , мм	Длина трубы $l_o$ , м	Длина замка (муфты) $l_m$ , м	Коэф-т учета потерь в замке $K_m$	Код
УБТ	178	178	44	6	0	1,05	04
УБТ	197	197	53,5	6	0	1,05	05
УБТ	203	203	51,5	8	0	1,05	06
УБТС	89	89	25,5	6	0	1,05	01
УБТС	108	108	29	6	0	1,05	02
УБТС	120	120	28	6	0	1,05	03
УБТС	133	133	34,5	6	0	1,05	04
УБТС	146	146	37	9	0	1,05	05
УБТС	146	146	39	9	0	1,05	06
УБТС	178	178	44	9	0	1,05	07
УБТС	178	178	49	9	0	1,05	08
УБТС	178	178	53	9	0	1,05	09
УБТС	203	203	56,5	9	0	1,05	10
УБТС	203	203	61,5	9	0	1,05	11
УБТС	229	229	64,5	9	0	1,05	12
УБТС	229	229	69,5	9	0	1,05	13
УБТС	254	254	63,5	9	0	1,05	14
УБТС	254	254	77	9	0	1,05	15
УБТС	273	273	83	9	0	1,05	16
УБТС	273	273	86,5	9	0	1,05	17
УБТС	299	299	86	9	0	1,05	18
УБТИ	79,4	79,4	23,8	6	0	1,05	01
УБТИ	88,9	88,9	25,4	6	0	1,05	02
УБТИ	104,8	104,8	27	6	0	1,05	03
УБТИ	120,6	120,6	34,9	6	0	1,05	04
УБТИ	127	127	34,9	6	0	1,05	05
УБТИ	152,4	152,4	40,5	9	0	1,05	06
УБТИ	152,4	152,4	47,6	9	0	1,05	07
УБТИ	158,8	158,8	43,7	9	0	1,05	08
УБТИ	158,8	158,8	50,8	9	0	1,05	09
УБТИ	165,1	165,1	46,8	9	0	1,05	10
УБТИ	165,1	165,1	53,9	9	0	1,05	11
УБТИ	171,5	171,5	57,1	9	0	1,05	12
УБТИ	177,8	177,8	53,2	9	0	1,05	13
УБТИ	177,8	177,8	60,3	9	0	1,05	14
УБТИ	184,2	184,2	56,4	9	0	1,05	15
УБТИ	196,8	196,8	62,7	9	0	1,05	16

Шифр трубы	Диаметр наруж- ный $d_n$ , мм	Диаметр замка (муфты) $d_m$ , мм	Толщина стенки $\delta$ , мм	Длина трубы $l_o$ , м	Длина замка (муфты) $l_m$ , м	Коэф-т учета потерь в замке $K_m$	Код
УБТИ	203,2	203,2	65,9	9	0	1,05	17
УБТИ	209,6	209,6	69,1	9	0	1,05	18
УБТИ	228,6	228,6	78,6	9	0	1,05	19
УБТИ	241,3	241,3	82,5	9	0	1,05	20
УБТИ	247,6	247,6	85,7	9	0	1,05	21
УБТИ	254	254	88,9	9	0	1,05	22
УБТИ	279,4	279,4	88,9	9	0	1,05	23
УБТИ	298,4	298,4	98,4	9	0	1,05	24

## Список забойных двигателей

Шифр забойного двигателя	Число секций	Диаметр наружный корпуса, мм	Длина, мм	Коэф-т перепада давления	Масса двигателя, кг	Код
	$z_{mpб}$	$d_{mpб}$	$l_{mpб}$	$A_{mpб} \cdot 10^{-8}$		
ТС4А-104,5	3	104,5	12,8	0,859	0,6	01
3Т-105К	3	105	12,7	0,750	0,6	02
Т12М3Е-6 5/8	1	172	08,5	0,078	1,1	03
ТС4А-127	3	127	13,6	0,410	1,0	04
ТС5Е-172	2	172	15,3	0,155	2,2	05
3ТС5Е-6 5/8	3	172	22,7	0,227	3,2	06
3ТСШ-172	1	172	10,5	0,066	1,5	07
	2	172	17,5	0,127	2,5	08
	3	172	25,3	0,185	3,6	09
ТО-172	1	172	10,7	0,076	1,5	10
ТО2-172	1	172	9,7	0,050	9,7	11
3ТСШ-164ТЛ	2	164	17,5	0,080	2,3	12
	3	164	25,5	0,118	3,3	13
А6К3С	2	164	15,8	0,227	2,0	14
Т12М3Б-7½	1	195	09,1	0,046	1,5	15
3ТСШ-195	1	195	10,5	0,042	1,9	16
	2	195	17,0	0,080	3,0	17
	3	195	23,5	0,119	4,2	18
ТС5Б-195	2	195	14,0	0,080	2,4	19
	2	195	17,0	0,081	3,0	20
	3	195	23,5	0,119	4,2	21
3ТСШ1-195	3	195	25,7	0,055	4,7	22
3ТСШ1М1-195М	3	195	25,8	0,056	4,2	23
3ТСШ-195ТЛ	1	195	11,0	0,013	1,9	24
	2	195	18,5	0,023	3,0	25
	3	195	26,1	0,032	4,2	26
3ТСША-195ТЛ	2	195	18,5	0,087	3,0	27
	3	195	25,0	0,129	4,2	28
А6Ш	2	164	17,2	0,136	2,1	29
А6ГТШ	2	164	24,4	0,118	2,9	30
А7Н4С	2	195	15,3	0,062	2,7	31
3Т-195К	2	195	18,2	0,079	3,2	32
	3	195	25,6	0,014	4,5	33
А7Ш	2	195	16,0	0,151	2,7	34
А7Ш2	2	195	17,4	0,24	3,2	35

Шифр забойно- го двигателя	Число сек- ций	Диаметр наружный корпуса, мм	Длина, мм	Коэф-т перепада давления	Масса двигателя, кг	Код
	$z_{mpб}$	$d_{mpб}$	$l_{mpб}$	$A_{mpб} \cdot 10^{-8}$		
A7ПCШ	2	195	18,5	0,071	3,4	36
A7ГТШ	3	195	22,0	0,116	4,0	37
ОТС-195	1	195	10,5	0,042	2,0	38
ТО-195	1	195	9,7	0,048	1,7	39
ТО2-195	1	195	10,1	0,040	1,8	40
T12M3Б-240	1	240	08,6	0,016	2,0	41
ТС5Б-240	2	240	15,0	0,036	3,6	42
T12PT-240	1	240	8,2	0,018	2,0	43
ТВШ-240	1	240	8,2	0,014	2,0	44
ТНК-240	1	240	8,5	0,021	2,2	45
ТУ-240К	1	240	8,4	0,020	2,5	46
2ТУ-240К	2	240	15,8	0,039	4,8	47
3ТСШ-240	1	240	10,5	0,020	2,5	48
	2	240	17,0	0,038	4,2	49
	3	240	23,5	0,057	5,8	50
3ТСШ1-240	3	240	23,8	0,016	6,2	51
3ТСШ1-240Ш	1	240	10,5	0,008	2,5	52
	2	240	17,0	0,0142	4,2	53
	3	240	23,5	0,021	5,8	54
A9Ш	2	240	18,0	0,055	4,5	55
A9Ш2	2	240	16,7	0,035	3,2	56
A9ПCШ	2	240	18,0	0,032	4,5	57
A9ГТШ	3	240	25,0	0,042	6,2	58
ТО-240	1	240	10,3	0,019	2,6	59
ТО2-240	1	240	10,2	0,015	2,5	60
ОТС-240	1	240	10,5	0,020	2,5	61

**Гидравлическая характеристика обвязки  
насосных агрегатов**

Класс насосного агрегата	Максимальная грузоподъемность буровой установки, кН	Показатель гидравлических сопротивлений $A_{обв}$ , Па*с <sup>2</sup> /(кг*м <sup>3</sup> )	Кодовое обозначение
Буровые насосы	менее 1000 (100 тс)	$7,5 \cdot 10^5$	1
	1000...1600	$5,0 \cdot 10^5$	2
	более 1600	$3,4 \cdot 10^5$	3
Цементировочные агрегаты и насосные агрегаты для гидроразрыва пласта	независимо от класса буровой установки	при цементировании обсадных колонн через манифольд БМ-700 $3,5 \cdot 10^6$	4
		при работе агрегатов в одну линию $6,0 \cdot 10^6$	5

**Насосные агрегаты и их технические характеристики**

Шифр насоса	Диаметр цилиндрических втулок, мм													
	Импортные	203	196	190	184	177	171	165	158	152	146			
	Отечествен.	200	190	185	180	170	160	150	140	130	127	120	115	95
У8-6М, код 1	$Q_m \cdot 10^3$ , м/с		48-32		40,4-27	35,6-23,6	31-20,5	26,7-17,8	21,7-14,6	19,7-12,6				
	$p_{в.дон}$ , МПа		11,1		12,5	14,3	16,9	19	22,3	25				
БРН-1, код 2	$Q_m \cdot 10^3$ , м/с				34,2-22,2	30,4-19,8	26,6-17,3	23,1-15	19,8-12,9	16,8-10,9				
	$p_{в.дон}$ , МПа				9,8	11	12,5	14,4	16,9	20				
НБТ-600, код 3	$Q_m \cdot 10^3$ , м/с				43,1-28,8	38,3-24,8	33,9-22	29,8-18,7	26-16,9	22,3-14,4		19,1-12,4		
	$p_{в.дон}$ , МПа				11,3	12,7	14,3	16,2	18,7	21,6		25		
У8-7МА2, код 4	$Q_m \cdot 10^3$ , м/с	50,2-32,6	44,8-29,1		39,8-25,8	35-22,7	30,5-19,8	26,3-17	22,3-14,4					
	$p_{в.дон}$ , МПа	14,2	15,9		18	20,4	23,4	27,2	32					
УНБТ-950 код 5	$Q_m \cdot 10^3$ , м/с				46,1 – 32,3	41,1 – 28,8	36,4 – 25,5	32,0 – 22,4	27,1 – 19,0					
	$p_{в.дон}$ , МПа				19	21	24	27,5	32					
2Р-1300, Румыния, код 6	$Q_m \cdot 10^3$ , м/с	51 - 34,9	47 - 33,1	44 - 30,5	41-28,6	38 - 26,6	35 - 22,7	32-20,8	29-18,9	26 - 16,9	24 - 15,6			
	$p_{в.дон}$ , МПа	16,2	17,4	18,5	20,1	21,7	23,6	25,7	28	31,2	34			

**Ориентировочные значения реологических параметров  
буровой промывочной жидкости**

Тип бурового раствора	Реологи- ческие па- раметры	Характеристика условий бурения				
		нормальные		возможно поглощение бурового раствора	возможны обвалы пород	
		неутяжелен- ные растворы	утяжеленные растворы		неутяжелен- ные раство- ры	утяжеленные растворы
Глинистые растворы, стабили- зированные гуматными реакентами (УЦР, ТЦР)	$\tau_o$ , Па	5...10	8...12	3...5	7...12	10...15
	$\eta$ , Па*с	0,015...0,025	0,022...0,030	0,015...0,020	0,018...0,025	0,020...0,030
Глинистые растворы, обра- ботанные лигносульфоната- ми, крахмалом	$\tau_o$ , Па	3...7	5...7	3...5	4...8	5...10
	$\eta$ , Па*с	0,012...0,015	0,015...0,018	0,012...0,015	0,015...0,018	0,018...0,022
Буровые растворы, обрабо- танные акриловыми полиме- рами (полимерные системы)	$K$ , Па*с <sup>n</sup>	1...3	2...4	1...3	3...5	4...8
	$n$	0,3...0,5	0,4...0,6	0,4...0,6	0,45...0,60	0,5...0,6
Буровые растворы на нефтя- ной основе	$\tau_o$ , Па	8...12	10...15	не применя- ют	8...12	10...15
	$\eta$ , Па*с	0,020...0,025	0,022...0,027		0,020...0,025	0,022...0,027

Примечание: приведенные здесь величины являются весьма ориентировочными, поэтому рекомендуется воспользоваться результатами конкретных реологических исследований, проведенных на предприятии или студентом на реометрах ВСН-3, "Реотест" и др.



**Ориентировочные величины коэффициента наполнения насосов**

Условия эксплуата- ции насосов	Глубина скважины, м	Буровые растворы на водной основе			Нефтеэмульсионные на основе глинистых растворов		Буровые растворы на нефтяной основе	
		Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>						
		менее 1200	1200-1350	более 1350	неутяжелен.	утяжелен.	неутяжелен.	утяжелен.
Без подпор- ного насоса	до 2500	0,95	0,93	0,90	0,93	0,88	0,90	0,85
	более 2500	0,92	0,9	0,87	0,90	0,85	0,85	0,83
С подпор- ным насо- сом	до 2500	0,97	0,95	0,93	0,95	0,90	0,92	0,88
	более 2500	0,95	0,93	0,90	0,93	0,88	0,87	0,85

Примечание: 1. Растворы, склонные к вспениванию, существенно снижают коэффициент наполнения.

2. Влияние глубины на коэффициент наполнения связано с повышением температуры раствора в скважине.

**Рекомендуемые значения минимально  
необходимых расходов буровой промывочной  
жидкости  $Q_{рц}^*$  (дм<sup>3</sup>/с) при бурении**

Диаметр скважины (долота), мм	Промывка глинистым раствором	Промывка технической водой
118 – 120,6	6,5 – 7,2	7,5 – 8,3
124	7,5 – 7,8	8,5 – 9,0
139,7	9,0 – 10,0	11,0 – 11,5
142,9 – 144	9,5 – 10,6	11,8 – 12,2
155,6 – 158,7	12,0 – 12,9	14,0 – 14,8
161 – 165,1	13,0 – 13,9	15 – 16,0
171,4	14,0 – 15,0	15,6 – 18,0
190,5	17,0 – 18,5	20,0 – 21,5
200	18,0 – 20,4	22,5 – 23,5
215,9	21,0 – 23,8	26,0 – 27,4
222,3	23,0 – 25,2	27,0 – 29,0
244,5 - 250,8	28,0 – 32,0	34,0 – 37,0
269,9	34,0 – 35,0	37,0 – 40,0
279,4	35,0 – 39,0	41,0 – 43,0
295,3	36,0 – 42,0	45,0 – 47,0
311	42,0 – 44,0	44,0 – 50,0
349,2	45,0 – 52,0	55,0 – 58,0
393,7	60,0 – 64,0	65,0 – 70,0
444,5	70,0 – 75,0	75,0 – 80,0
490	72,0 – 77,0	77,0 – 82,0

Примечание: табличные значения могут быть изменены с учетом кавернозности ствола, опыта бурения, с учетом требований по обеспечению необходимой мощности забойного двигателя, очистки ствола скважины или по результатам гидравлических расчетов.

**Суммарная площадь сечения промывочных отверстий  
трехшарошечных долот и стандартные диаметры  
отверстий гидромониторных насадок**

Диаметр долота, мм	Площадь сечения $f_d \cdot 10^4, \text{ м}^2$		Набор стандартных насадок гидромониторных долот (диаметры отверстий в мм)
	центральная схема промывки	гидромонитор- ные долота для случая турбин- ного бурения	
118–124	4,0		6,35; 7,14; 7,92; 8,74; 9,52
139,7 – 144	6,0		6,35; 7,14; 7,92; 8,74; 9,52
155,6–165,1	7,0		6,35; 7,14; 7,92; 8,74; 9,52; 10,31
171,4– 190,5	9,0 10,0	5,3	7,14; 7,92; 8,74; 9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7
200–222,3	13,5	6,0	7,14; 7,92; 8,74; 9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7; 14,27; 15,88
244,5– 250,8	16,0	7,7	7,14; 7,92; 8,74; 9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7; 14,27; 15,88; 17,45
269,9–279,4	17,0	8,0	7,14; 7,92; 8,74; 9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7; 14,27; 15,88; 17,45
295,3–311	21,0	9,5	7,92; 8,74; 9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7; 14,27; 15,88; 17,45
349,2–393,7	21,0	9,5	8,74; 9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7; 14,27; 15,88; 17,45; 19,05
444,5–490	21,0	11,5	9,52; 10,31; 11,09; 11,91; 12,7; 14,27; 15,88; 17,45; 19,05; 20,62; 22,22

**Суммарные площади сечения промывочных отверстий  
и коэффициентов расхода промывочной системы  
долот при различных сочетаниях гидромониторных насадок**

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
<b>7,14-7,14</b>	<b>0,801</b>	<b>0,983</b>	<b>0,984</b>
7,92-7,14	0,893	0,983	0,984
7,92-7,92	0,985	0,982	0,984
8,74-7,14	1,000	0,982	0,983
8,74-7,92	1,093	0,982	0,983
9,52-7,14	1,112	0,981	0,983
8,74-8,74	1,200	0,981	0,983
<b>7,14-7,14-7,14</b>	<b>1,201</b>	<b>0,983</b>	<b>0,984</b>
9,52-7,92	1,204	0,981	0,983
10,31-7,14	1,235	0,980	0,982
7,92-7,14-7,14	1,293	0,983	0,984
9,52-8,74	1,312	0,980	0,983
10,31-7,92	1,328	0,979	0,982
11,09-7,14	1,366	0,978	0,981
7,92-7,92-7,14	1,386	0,983	0,984
8,74-7,14-7,14	1,401	0,982	0,984
<b>9,52-9,52</b>	<b>1,424</b>	<b>0,980</b>	<b>0,982</b>
10,31-8,74	1,435	0,979	0,982
11,09-7,92	1,459	0,978	0,981
7,92-7,92-7,92	1,478	0,982	0,984
8,74-7,92-7,14	1,493	0,982	0,984
9,52-7,14-7,14	1,513	0,982	0,983
11,91-7,14	1,514	0,975	0,980
10,31-9,52	1,547	0,979	0,982
11,09-8,74	1,566	0,978	0,981
8,74-7,92-7,92	1,585	0,982	0,983
8,74-8,74-7,14	1,600	0,982	0,983
9,52-7,92-7,14	1,605	0,981	0,983
11,91-7,92	1,607	0,975	0,980
10,31-7,14-7,14	1,636	0,980	0,983
12,70-7,14	1,667	0,972	0,978
<b>10,31-10,31</b>	<b>1,670</b>	<b>0,978</b>	<b>0,981</b>
11,09-9,52	1,678	0,977	0,981

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
8,74-8,74-7,92	1,693	0,982	0,983
9,52-7,92-7,92	1,697	0,981	0,983
9,52-8,74-7,14	1,712	0,981	0,983
11,91-8,74	1,714	0,975	0,980
10,31-7,92-7,14	1,728	0,980	0,983
12,70-7,92	1,759	0,972	0,978
11,09-7,14-7,14	1,767	0,979	0,982
<b>8,74-8,74-8,74</b>	<b>1,800</b>	<b>0,981</b>	<b>0,983</b>
11,09-10,31	1,801	0,976	0,980
9,52-8,74-7,92	1,804	0,981	0,983
10,31-7,92-7,92	1,820	0,980	0,982
9,52-9,52-7,14	1,824	0,980	0,983
11,91-9,52	1,826	0,975	0,980
10,31-8,74-7,14	1,835	0,980	0,982
11,09-7,92-7,14	1,859	0,979	0,982
12,70-8,74	1,867	0,973	0,978
9,52-8,74-8,74	1,912	0,981	0,983
11,91-7,14-7,14	1,915	0,977	0,981
9,52-9,52-7,92	1,916	0,980	0,983
10,31-8,74-7,92	1,927	0,980	0,982
<b>11,09-11,09</b>	<b>1,932</b>	<b>0,975</b>	<b>0,980</b>
10,31-9,52-7,14	1,947	0,980	0,982
11,91-10,31	1,949	0,974	0,979
11,09-7,92-7,92	1,951	0,979	0,982
11,09-8,74-7,14	1,966	0,979	0,982
12,70-9,52	1,979	0,972	0,978
14,27-7,14	2,000	0,964	0,973
11,91-7,92-7,14	2,007	0,977	0,981
9,52-9,52-8,74	2,024	0,980	0,982
10,31-8,74-8,74	2,035	0,980	0,982
10,31-9,52-7,92	2,039	0,980	0,982
11,09-8,74-7,92	2,059	0,979	0,982
12,70-7,14-7,14	2,068	0,974	0,979
10,31-10,31-7,14	2,070	0,979	0,982
11,09-9,52-7,14	2,078	0,978	0,981
<b>11,91-11,09</b>	<b>2,080</b>	<b>0,974</b>	<b>0,979</b>
14,27-7,92	2,092	0,964	0,974

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
11,91-7,92-7,92	2,099	0,977	0,981
12,70-10,31	2,102	0,972	0,978
11,91-8,74-7,14	2,114	0,977	0,981
<b>9,52-9,52-9,52</b>	<b>2,135</b>	<b>0,980</b>	<b>0,982</b>
10,31-9,52-8,74	2,147	0,979	0,982
12,70-7,92-7,14	2,160	0,974	0,979
10,31-10,31-7,92	2,162	0,979	0,982
11,09-8,74-8,74	2,166	0,979	0,982
11,09-9,52-7,92	2,170	0,978	0,981
14,27-8,74	2,199	0,965	0,974
11,09-10,31-7,14	2,201	0,978	0,981
11,91-8,74-7,92	2,207	0,977	0,981
11,91-9,52-7,14	2,226	0,977	0,980
<b>11,91-11,91</b>	<b>2,228</b>	<b>0,972</b>	<b>0,978</b>
12,70-11,09	2,233	0,971	0,978
12,70-7,92-7,92	2,252	0,975	0,979
10,31-9,52-9,52	2,258	0,979	0,982
12,70-8,74-7,14	2,267	0,974	0,979
10,31-10,31-8,74	2,270	0,979	0,982
11,09-9,52-8,74	2,278	0,978	0,981
11,09-10,31-7,92	2,293	0,978	0,981
14,27-9,52	2,311	0,965	0,974
11,91-8,74-8,74	2,314	0,977	0,981
11,91-9,52-7,92	2,319	0,977	0,980
11,09-11,09-7,14	2,332	0,977	0,980
11,91-10,31-7,14	2,349	0,976	0,980
12,70-8,74-7,92	2,359	0,975	0,979
12,70-9,52-7,14	2,379	0,974	0,979
12,70-11,91	2,381	0,970	0,977
15,88-7,14	2,381	0,952	0,967
10,31-10,31-9,52	2,381	0,978	0,981
11,09-9,52-9,52	2,390	0,978	0,981
14,27-7,14-7,14	2,400	0,967	0,975
11,09-10,31-8,74	2,401	0,978	0,981
11,09-11,09-7,92	2,425	0,977	0,981
11,91-9,52-8,74	2,426	0,977	0,980
14,27-10,31	2,434	0,965	0,974

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
11,91-10,31-7,92	2,442	0,976	0,980
12,70-8,74-8,74	2,467	0,975	0,979
12,70-9,52-7,92	2,471	0,974	0,979
15,88-7,92	2,473	0,953	0,967
11,91-11,09-7,14	2,480	0,975	0,980
14,27-7,92-7,14	2,492	0,967	0,975
12,70-10,31-7,14	2,502	0,974	0,979
<b>10,31-10,31-10,31</b>	<b>2,505</b>	<b>0,978</b>	<b>0,981</b>
11,09-10,31-9,52	2,513	0,977	0,981
11,09-11,09-8,74	2,532	0,977	0,980
<b>12,70-12,70</b>	<b>2,534</b>	<b>0,968</b>	<b>0,976</b>
11,91-9,52-9,52	2,538	0,976	0,980
11,91-10,31-8,74	2,549	0,976	0,980
14,27-11,09	2,565	0,965	0,974
11,91-11,09-7,92	2,573	0,975	0,980
12,70-9,52-8,74	2,578	0,974	0,979
15,88-8,74	2,580	0,954	0,968
14,27-7,92-7,92	2,585	0,968	0,976
12,70-10,31-7,92	2,594	0,974	0,979
14,27-8,74-7,14	2,600	0,968	0,976
11,91-11,91-7,14	2,629	0,974	0,979
12,70-11,09-7,14	2,633	0,973	0,979
11,09-10,31-10,31	2,636	0,977	0,981
11,09-11,09-9,52	2,644	0,976	0,980
11,91-10,31-9,52	2,661	0,976	0,980
11,91-11,09-8,74	2,680	0,975	0,980
12,70-9,52-9,52	2,690	0,974	0,979
14,27-8,74-7,92	2,692	0,968	0,976
15,88-9,52	2,692	0,955	0,968
12,70-10,31-8,74	2,702	0,974	0,979
14,27-9,52-7,14	2,712	0,968	0,976
14,27-11,91	2,713	0,964	0,974
11,91-11,91-7,92	2,721	0,974	0,979
12,70-11,09-7,92	2,725	0,973	0,979
11,09-11,09-10,31	2,767	0,976	0,980
12,70-11,91-7,14	2,781	0,972	0,978
15,88-7,14-7,14	2,781	0,957	0,969

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
11,91-10,31-10,31	2,784	0,975	0,980
11,91-11,09-9,52	2,792	0,975	0,980
17,45-7,14	2,792	0,937	0,958
14,27-8,74-8,74	2,799	0,968	0,976
14,27-9,52-7,92	2,804	0,968	0,976
12,70-10,31-9,52	2,813	0,974	0,979
15,88-10,31	2,815	0,955	0,969
11,91-11,91-8,74	2,828	0,974	0,979
12,70-11,09-8,74	2,833	0,973	0,979
14,27-10,31-7,14	2,835	0,968	0,976
14,27-12,70	2,866	0,963	0,973
12,70-11,91-7,92	2,873	0,972	0,978
15,88-7,92-7,14	2,874	0,957	0,970
17,45-7,92	2,884	0,938	0,959
<b>11,09-11,09-11,09</b>	<b>2,898</b>	<b>0,975</b>	<b>0,980</b>
14,27-9,52-8,74	2,911	0,969	0,976
11,91-11,09-10,31	2,915	0,975	0,979
14,27-10,31-7,92	2,927	0,968	0,976
12,70-12,70-7,14	2,934	0,970	0,977
12,70-10,31-10,31	2,936	0,974	0,979
11,91-11,91-9,52	2,940	0,974	0,979
12,70-11,09-9,52	2,944	0,973	0,979
15,88-11,09	2,946	0,955	0,969
14,27-11,09-7,14	2,966	0,968	0,975
15,88-7,92-7,92	2,966	0,958	0,970
12,70-11,91-8,74	2,981	0,972	0,978
15,88-8,74-7,14	2,981	0,958	0,970
17,45-8,74	2,991	0,940	0,960
14,27-9,52-9,52	3,023	0,969	0,976
12,70-12,70-7,92	3,026	0,971	0,977
14,27-10,31-8,74	3,034	0,968	0,976
11,91-11,09-11,09	3,046	0,974	0,979
14,27-11,09-7,92	3,058	0,968	0,976
11,91-11,91-10,31	3,063	0,974	0,979
12,70-11,09-10,31	3,068	0,973	0,979
15,88-8,74-7,92	3,073	0,959	0,970
12,70-11,91-9,52	3,093	0,972	0,978



Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
15,88-9,52-7,14	3,093	0,958	0,970
15,88-11,91	3,095	0,955	0,969
17,45-9,52	3,103	0,941	0,960
14,27-11,91-7,14	3,114	0,967	0,975
12,70-12,70-8,74	3,133	0,971	0,977
14,27-10,31-9,52	3,146	0,969	0,976
14,27-11,09-8,74	3,165	0,968	0,976
15,88-8,74-8,74	3,180	0,959	0,971
15,88-9,52-7,92	3,185	0,959	0,971
17,45-7,14-7,14	3,192	0,943	0,961
11,91-11,91-11,09	3,194	0,973	0,979
14,27-14,27	3,199	0,959	0,971
12,70-11,09-11,09	3,199	0,973	0,978
14,27-11,91-7,92	3,206	0,967	0,975
12,70-11,91-10,31	3,216	0,972	0,978
15,88-10,31-7,14	3,216	0,959	0,970
17,45-10,31	3,226	0,942	0,961
12,70-12,70-9,52	3,245	0,971	0,977
15,88-12,70	3,247	0,955	0,968
14,27-12,70-7,14	3,266	0,966	0,974
14,27-10,31-10,31	3,269	0,968	0,976
14,27-11,09-9,52	3,277	0,968	0,976
17,45-7,92-7,14	3,285	0,944	0,962
15,88-9,52-8,74	3,292	0,960	0,971
15,88-10,31-7,92	3,308	0,959	0,971
14,27-11,91-8,74	3,313	0,967	0,975
<b>11,91-11,91-11,91</b>	<b>3,342</b>	<b>0,972</b>	<b>0,978</b>
12,70-11,91-11,09	3,347	0,972	0,978
15,88-11,09-7,14	3,347	0,959	0,970
17,45-11,09	3,357	0,942	0,961
14,27-12,70-7,92	3,359	0,966	0,975
12,70-12,70-10,31	3,368	0,971	0,977
17,45-7,92-7,92	3,377	0,945	0,962
17,45-8,74-7,14	3,392	0,945	0,962
14,27-11,09-10,31	3,400	0,968	0,976
15,88-9,52-9,52	3,404	0,960	0,971
15,88-10,31-8,74	3,415	0,960	0,971

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
14,27-11,91-9,52	3,425	0,967	0,975
15,88-11,09-7,92	3,439	0,959	0,971
14,27-12,70-8,74	3,466	0,966	0,975
17,45-8,74-7,92	3,484	0,946	0,963
12,70-11,91-11,91	3,495	0,971	0,977
15,88-11,91-7,14	3,495	0,958	0,970
12,70-12,70-11,09	3,499	0,970	0,977
17,45-9,52-7,14	3,504	0,946	0,963
17,45-11,91	3,506	0,943	0,961
15,88-10,31-9,52	3,527	0,960	0,971
14,27-11,09-11,09	3,531	0,968	0,976
15,88-11,09-8,74	3,546	0,960	0,971
14,27-11,91-10,31	3,548	0,967	0,975
14,27-12,70-9,52	3,578	0,966	0,975
15,88-14,27	3,580	0,952	0,967
15,88-11,91-7,92	3,587	0,959	0,971
17,45-8,74-8,74	3,591	0,947	0,963
17,45-9,52-7,92	3,596	0,947	0,963
14,27-14,27-7,14	3,599	0,962	0,972
17,45-10,31-7,14	3,627	0,946	0,963
12,70-12,70-11,91	3,648	0,970	0,977
15,88-12,70-7,14	3,648	0,958	0,970
15,88-10,31-10,31	3,650	0,960	0,971
17,45-12,70	3,658	0,943	0,961
15,88-11,09-9,52	3,658	0,960	0,971
14,27-11,91-11,09	3,679	0,967	0,975
14,27-14,27-7,92	3,691	0,962	0,972
15,88-11,91-8,74	3,695	0,959	0,971
14,27-12,70-10,31	3,701	0,966	0,975
17,45-9,52-8,74	3,703	0,947	0,964
17,45-10,31-7,92	3,719	0,947	0,964
15,88-12,70-7,92	3,740	0,958	0,970
17,45-11,09-7,14	3,758	0,947	0,964
15,88-11,09-10,31	3,781	0,960	0,971
14,27-14,27-8,74	3,799	0,962	0,973
<b>12,70-12,70-12,70</b>	<b>3,800</b>	<b>0,968</b>	<b>0,976</b>
15,88-11,91-9,52	3,806	0,960	0,971

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
17,45-9,52-9,52	3,815	0,948	0,964
17,45-10,31-8,74	3,826	0,948	0,964
14,27-11,91-11,91	3,827	0,967	0,975
14,27-12,70-11,09	3,832	0,966	0,975
15,88-12,70-8,74	3,847	0,959	0,970
17,45-11,09-7,92	3,850	0,948	0,964
17,45-11,91-7,14	3,906	0,947	0,964
14,27-14,27-9,52	3,910	0,963	0,973
15,88-11,09-11,09	3,912	0,960	0,971
15,88-11,91-10,31	3,929	0,960	0,971
17,45-10,31-9,52	3,938	0,949	0,965
17,45-11,09-8,74	3,957	0,948	0,964
15,88-12,70-9,52	3,959	0,959	0,971
<b>15,88-15,88</b>	<b>3,961</b>	<b>0,946</b>	<b>0,963</b>
14,27-12,70-11,91	3,980	0,966	0,974
15,88-14,27-7,14	3,980	0,955	0,968
17,45-14,27	3,991	0,941	0,960
17,45-11,91-7,92	3,998	0,948	0,964
14,27-14,27-10,31	4,033	0,963	0,973
17,45-12,70-7,14	4,059	0,947	0,964
15,88-11,91-11,09	4,061	0,960	0,971
17,45-10,31-10,31	4,061	0,949	0,965
17,45-11,09-9,52	4,069	0,949	0,965
15,88-14,27-7,92	4,072	0,955	0,969
15,88-12,70-10,31	4,082	0,959	0,971
17,45-11,91-8,74	4,106	0,948	0,965
14,27-12,70-12,70	4,133	0,965	0,974
17,45-12,70-7,92	4,151	0,947	0,964
14,27-14,27-11,09	4,165	0,963	0,973
15,88-14,27-8,74	4,180	0,956	0,969
17,45-11,09-10,31	4,192	0,949	0,965
15,88-11,91-11,91	4,209	0,960	0,971
15,88-12,70-11,09	4,213	0,959	0,971
17,45-11,91-9,52	4,217	0,949	0,965
17,45-12,70-8,74	4,258	0,948	0,964
15,88-14,27-9,52	4,292	0,956	0,969
14,27-14,27-11,91	4,313	0,962	0,973

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
17,45-11,09-11,09	4,323	0,950	0,965
17,45-11,91-10,31	4,340	0,950	0,965
15,88-12,70-11,91	4,361	0,959	0,971
15,88-15,88-7,14	4,361	0,949	0,965
17,45-12,70-9,52	4,370	0,949	0,965
17,45-15,88	4,372	0,937	0,958
17,45-14,27-7,14	4,391	0,945	0,963
15,88-14,27-10,31	4,415	0,957	0,969
15,88-15,88-7,92	4,454	0,950	0,965
14,27-14,27-12,70	4,465	0,962	0,972
17,45-11,91-11,09	4,471	0,950	0,965
17,45-14,27-7,92	4,483	0,946	0,963
17,45-12,70-10,31	4,493	0,949	0,965
15,88-12,70-12,70	4,514	0,958	0,970
15,88-14,27-11,09	4,546	0,957	0,969
15,88-15,88-8,74	4,561	0,950	0,966
17,45-14,27-8,74	4,591	0,946	0,963
17,45-11,91-11,91	4,620	0,950	0,965
17,45-12,70-11,09	4,624	0,950	0,965
15,88-15,88-9,52	4,673	0,951	0,966
15,88-14,27-11,91	4,694	0,956	0,969
17,45-14,27-9,52	4,703	0,947	0,964
17,45-12,70-11,91	4,772	0,950	0,965
17,45-15,88-7,14	4,772	0,941	0,960
<b>17,45-17,45</b>	<b>4,783</b>	<b>0,929</b>	<b>0,954</b>
15,88-15,88-10,31	4,796	0,951	0,966
<b>14,27-14,27-14,27</b>	<b>4,798</b>	<b>0,959</b>	<b>0,971</b>
17,45-14,27-10,31	4,826	0,947	0,964
15,88-14,27-12,70	4,847	0,956	0,969
17,45-15,88-7,92	4,865	0,941	0,961
17,45-12,70-12,70	4,925	0,949	0,965
15,88-15,88-11,09	4,927	0,952	0,966
17,45-14,27-11,09	4,957	0,948	0,964
17,45-15,88-8,74	4,972	0,942	0,961
15,88-15,88-11,91	5,075	0,952	0,966
17,45-15,88-9,52	5,084	0,943	0,961
17,45-14,27-11,91	5,105	0,948	0,964

Диаметры отверстий насадок, мм	Суммарная площадь сечения, $f_{\partial} \cdot 10^4, \text{ м}^2$	Коэффициент расхода промывочного узла долот $\mu_{\partial}$	
		при диаметре под- водящего канала $d_n=24 \text{ мм}$	при диаметре под- водящего канала $d_n=28 \text{ мм}$
15,88-14,27-14,27	5,179	0,954	0,968
17,45-17,45-7,14	5,183	0,933	0,956
17,45-15,88-10,31	5,207	0,943	0,962
15,88-15,88-12,70	5,228	0,951	0,966
17,45-14,27-12,70	5,258	0,948	0,964
17,45-17,45-7,92	5,276	0,934	0,957
17,45-15,88-11,09	5,338	0,944	0,962
17,45-17,45-8,74	5,383	0,935	0,957
17,45-15,88-11,91	5,486	0,944	0,962
17,45-17,45-9,52	5,495	0,936	0,957
15,88-15,88-14,27	5,560	0,950	0,965
17,45-14,27-14,27	5,590	0,946	0,963
17,45-17,45-10,31	5,618	0,936	0,958
17,45-15,88-12,70	5,639	0,944	0,962
17,45-17,45-11,09	5,749	0,937	0,958
17,45-17,45-11,91	5,897	0,937	0,958
<b>15,88-15,88-15,88</b>	<b>5,942</b>	<b>0,946</b>	<b>0,963</b>
17,45-15,88-14,27	5,971	0,943	0,961
17,45-17,45-12,70	6,050	0,937	0,958
17,45-15,88-15,88	6,353	0,940	0,960
17,45-17,45-14,27	6,382	0,937	0,958
17,45-17,45-15,88	6,764	0,934	0,956
<b>17,45-17,45-17,45</b>	<b>7,175</b>	<b>0,929</b>	<b>0,954</b>

### Гидравлическая программа промывки скважины

Параметры промывки	интервал бурения, м	
	от	до
Режим работы насосов:		
подача насосов, м <sup>3</sup> /с		
число насосов		
диаметр цилиндрических втулок, мм		
Промывочная система долота:		
число насадок		
диаметры отверстий насадок, мм		
суммарная площадь сечения отверстий, см <sup>2</sup>		
Давления в циркуляционной системе в МПа:		
давление на насосах		
потери давления в обвязке		
потери давления в трубах		
потери давления в заколонном пространстве		
суммарные потери давления (без долота и турбобура)		
перепад давления на долоте		
перепад давления в забойном двигателе		
гидростатическое давление		
дифференциальное давление на забой при промывке (без учета давления струи)		
гидродинамическое давление струи на забой, истекающей из насадки наибольшего диаметра		
Скорость истечения струй, м/с		
Эквивалентная плотность при промывке, кг/м <sup>3</sup>		

Учебное издание

Осипов Петр Федотович

# **Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин**

Учебное пособие

Компьютерная верстка П.Ф. Осипов  
Редактор В.П. Кипрова  
Технический редактор Л.П. Коровкина  
Корректор Т.И. Косолапова

План 2003 г., позиция 18. Подписано в печать 20.01.2004.

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.  
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.  
Усл. печ. л. 4,2. Уч.- изд. л. 3,9. Тираж 120. Заказ №176.

Ухтинский государственный технический университет.

169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Издательско-полиграфическое управление УГТУ.

Лицензия ПД №00578 от 25 мая 2000г.

169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.