

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО  
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ  
БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ ГЛУБОКИХ  
СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА

РД 39 -3 -618 - 81

1 9 8 1 г.

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**УТВЕРЖДАЮ**  
Начальник Технического  
Управления

**В.Н.Байдинов**

**" 13 " ноября 1981г**

**Руководящий документ**  
Методическое руководство по проектированию  
компоновок нижней части буримой колонны  
при бурении глубоких скважин в осложненных  
условиях Азербайджана  
РД 39-3-618-81

Настоящий документ разработан:

Азербайджанским государственным научно-исследовательским  
и проектным институтом нефтяной промышленности ("АзНИПИнефть")

директор института

**М.К.Сенд-Рза**

Ответственный исполнитель:

Старший научный сотрудник

**Р.Г.Муфид-Заде**

СОГЛАСОВАНО:

Зам.генерального директора  
объединения "Азнефть"

**Д.Г.Ибрагимов**

Зам.директора ВНИИБТ

**А.В.Орлов**

Начальник Управления по  
развитию техники, техноло-  
гии и организации бурения

**А.В.Перов**

УДК 622.248.3

Составители: М.К.Сейд-Рза  
А.А.Рзаев  
А.Е.Сароян  
Р.Г.Муфид-Заде

© Ордена Трудового Красного Знамени  
Азербайджанский государственный научно-исследовательский  
и проектный институт нефтяной промышленности, 1981

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по проектированию компоновок  
нижней части буровой колонны при бурении глубоких  
скважин в осложненных условиях Азербайджана

Вводится впервые

Приказом объединения "Азнефть" от "29" декабря 1981г №531

Срок введения установлен с 01.01.82

Срок действия до 01.01.87

В последние годы всё более широкое применение при бурении скважин получают жёсткие компоновки нижней части буровой колонны. Расчет таких компоновок производят на основе методики, приведенной во "Временной инструкции по предупреждению искривления вертикальных скважин", разработанной во ВНИИБТ в 1975 г. Эта методика предназначена для расчета компоновок, обеспечивающих предупреждение искривления скважин.

Однако практика бурения глубоких скважин в осложненных условиях Азербайджана показывает, что, помимо опасности искривления скважин, в процессе их проходки возникают и такие тяжёлые виды осложнений, как недоведение обсадных колонн до проектных глубин и прихваты бурового инструмента. Для предупреждения этих осложнений в АЗНИПнефти разработаны специальные компоновки нижней части буровой колонны.

На основе результатов испытаний в промышленных условиях составлено методическое руководство согласно "Временной инструкции по предупреждению искривления вертикальных скважин" (М., ВНИИБТ, 1975) применительно к условиям объединения "Азнефть".

## I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

I.1. Развитие разведочных буровых работ на геологических осложненных площадях и на больших глубинах вызывает необходимость усложнения конструкций скважин за счет увеличения количества промежуточных обсадных колонн. Однако применение многоколонных конструкций не всегда дает желаемые результаты из-за недоведения их до проектных глубин, в результате чего остаются необсаженными определенные интервалы ствола с разнообразными осложнениями. Дальнейшее углубление таких скважин в большинстве случаев приводит к сложным авариям и осложнениям, борьба с которыми нередко заканчивается ликвидацией скважин по техническим причинам.

I.2. Опыт проводки глубоких скважин показывает, что одной из основных причин такого положения является наличие в стволе местных сопротивлений (уступов, сужений, локальных искривлений, перегибов и т.п.). Величины этих сопротивлений зависят от качества подготовки ствола скважины.

I.3. Обзор отечественной и зарубежной литературы, а также изучение промышленных материалов указывает на отсутствие единого подхода к выбору техники и технологии подготовки стволов. Если исходить из условия повышения жесткости компоновок за счет включения в них опорно-центрирующих устройств, то необходимо предусматривать такое их размещение в наддолотной колонне УБТ, при котором будет обеспечена удовлетворительная проходимость обсадной колонны по всему стволу скважины.

I.4. Исследования, проведенные ранее в этой области, показывают, что для обеспечения нормальной проходимости обсадной колонны по стволу скважины необходимо в компоновке нижней части буровой колонны при подготовке ствола предусмотреть последовательное включение 3-4 опорно-центрирующих устройств.

Однако технологический процесс подготовки стволов с использованием таких компоновок хотя и создает определенные условия для доведения обсадных колонн до проектных глубин, но в то же время имеет и существенный недостаток, ограничивающий его применение, а именно: занимает длительное время, что отрицательно сказывается на показателях бурения.

1.5. При использовании указанного технологического процесса подготовки стволов повышается и опасность заклинивания этих компоновок в местах образования уступов, локальных искривлений и перегибов.

В этой связи более рациональным (с технологической точки зрения) представляется совместить процесс подготовки стволов непосредственно с процессом бурения и применять такие компоновки нижней части буровой колонны, которые обеспечивали бы проводку стволов высокого качества и не требовали последующих проработок и расширений.

1.6. Специфической особенностью нижней части буровой колонны является искривление её в результате потери устойчивости прямолинейной формы равновесия от нагрузок, действующих в процессе бурения (продольных и поперечных сил, крутящего момента и др.). Это обстоятельство приводит к ухудшению условий передачи нагрузки на долото, неравномерному её вращению, образованию уступов, локальных искривлений и перегибов в стволе скважины и другим явлениям, отрицательно влияющим на процесс бурения. С другой стороны, значительные перепады давлений на участках высокопроницаемых пластов приводят к возникновению больших нагрузок, прижимающих буровую колонну к стенкам скважины, и, как следствие, - к её прихвату.

1.7. Для предупреждения указанных явлений необходимо улучшить конструкцию нижней части буровой колонны, которая

должна обеспечить повышенную устойчивость утяжеленных труб, наименьшую поперечную деформацию и наименьшую площадь контакта со стенками скважины.

1.8. Настоящее руководство разработано для расчета компоновок, обеспечивающих предупреждение искривления скважин, прихватав бурильной колонны и доведения обсадных колонн до проектных глубин, при бурении с оптимальными осевыми нагрузками на долото в осложненных условиях Азербайджана.

Испытания компоновок проводились при бурении скважин на площадях объединения "Азнефть", результаты которых показали их высокую эффективность.

## 2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

2.1. При разработке компоновок нижней части бурильной колонны исходили из следующих условий:

- наличие в компоновке жёсткого наддолотного участка, длина которого определялась согласно [1], что обеспечивало предупреждение искривления скважины;

- жёсткость сечений наддолотных УБТ компоновки принималась не менее жёсткости сечения обсадной колонны, под которую ведется бурение, что обеспечивало необходимую проходимость последней по стволу скважины;

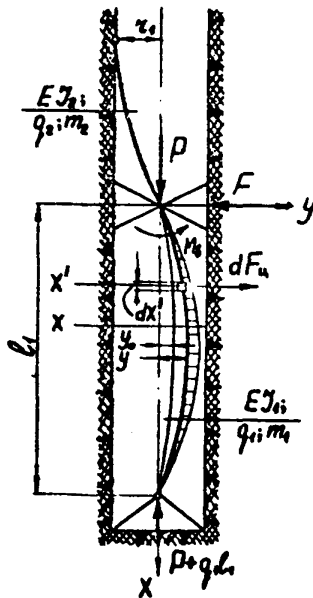
- отношение наибольшего диаметра УБТ к диаметру скважины принималось в пределах 0,75-0,85, что позволило обеспечить примерно одинаковый относительный зазор;

- для долот диаметром 269,9 мм и более компоновка нижней части бурильной колонны принималась ступенчатой, что обеспечивало практически плавный переход жёсткости сечений наддолотных УБТ к жёсткости сечения бурильной колонны; при этом жёсткость наддолотных УБТ соответствует жёсткости обсадной

колонны, а отношение жёсткостей смежных УБТ колеблется в пределах I,6-I,7.

2.2. Для предупреждения искривления скважин в компоновке нижней части буровой колонны предусмотрен жёсткий наддолотный участок, заключенный между опорно-центрирующими устройствами. Оптимальная длина этого участка определяется из дифференциального уравнения четвертого порядка на основании расчетной схемы, приведенной на рисунке [I] .

$$y^{IV} + \mu^2 y'' - \beta y = \alpha \left( \frac{\pi}{L_1} \right)^4 \cdot \sin \frac{\pi x}{L_1} \quad (I)$$



Расчетная схема для определения оптимальной длины жёсткого наддолотного участка компоновки



При этом принимается, что начальная форма оси жёсткого наддолотного участка компоновки описывается синусоидой.

$$y_0 = a \cdot \sin \frac{\pi x}{l_1} ,$$

где  $a$  - максимальный начальный прогиб жёсткого участка компоновки, который может быть выражен через начальную прогиб УБТ на единицу их длины:

$a = a_1 \cdot l_1$  ( $a_1$  - начальная прогиб УБТ в мм на метр длины);

$l_1$  - длина жёсткого наддолотного участка компоновки, м.

В уравнении (I)

$$\mu^2 = \frac{P}{EJ_1} ; \quad \beta = \frac{q_1 \omega^2}{EJ_1 \cdot g} ,$$

где  $P$  - осевая нагрузка на долото, тс;

$\omega$  - угловая скорость, 1/с;

$q_1$ ,  $EJ_1$  - соответственно вес 1 пог.м и жёсткость жёсткого наддолотного участка компоновки, тс/м и тс·м<sup>2</sup>

Уравнение (I) позволяет определить угол поворота жёсткого наддолотного участка компоновки под действием осевой нагрузки, центробежных сил, изгибающего момента, действующего на верхний конец жёсткого участка компоновки, в результате продольного изгиба расположенной выше бурильной колонны.

Влияние изгибающего момента учитывается коэффициентом

$$\beta = \frac{l \cdot z_1}{3m_2} ,$$

где  $i$  - коэффициент момента;  
 $r_1$  - радиальный зазор между стенками скважины и УБТ, расположенными над жёстким участком компоновки, м;

$m_2$  - масштаб длины УБТ, расположенных над жёстким участком компоновки

$$m_2 = \sqrt[3]{\frac{EJ_2}{q_2}},$$

где  $q_2$  и  $EJ_2$  - соответственно вес I пог.м и жёсткость УБТ, расположенных над жёстким участком компоновки, тс/м и тс·м<sup>2</sup>.

Коэффициент момента  $i$  для сверхкритических нагрузок  $P$  следует выбрать из табл. I.

Таблица I

Нагрузка $P$	$P_{кр}$	$1,2 P_{кр}$	$1,4 P_{кр}$	$1,6 P_{кр}$	$1,8 P_{кр}$
Коэффициент момента $i$	0,8	0,96	1,03	1,1	1,15

Критическая нагрузка для УБТ, расположенных над жёстким наддолотным участком компоновки, подсчитывается по формуле

$$P_{кр} = 3,35 \sqrt[3]{EJ_2 \cdot q_2^2}. \quad (2)$$

В качестве критерия для определения оптимальной длины жёсткого наддолотного участка компоновки принят минимум угла поворота этого участка под действием указанных выше факторов.

В табл.2 приводятся длины жёсткого наддолотного участка компоновки в зависимости от диаметра применяемых УБТ и частоты их вращения при бурении с оптимальными осевыми нагрузками на долото в осложнённых условиях Азербайджана, полученные на основании уравнения (1).

Таблица 2

Диаметр УБТ, мм	Длина жёсткого наддолотного участка компоновки (м) при частоте вращения УБТ, об/мин			
	50	90	120	150
114	8,5	8,0	7,5	7,0
121	9,0	8,5	8,0	7,5
133	10,5	9,5	9,0	8,5
159	12,0	11,0	10,5	9,5
178	14,0	13,0	12,0	11,5
203	15,5	14,5	13,5	12,5
229	17,0	15,5	14,5	13,5
254	20,0	18,0	17,0	16,0
273	21,0	19,0	18,0	17,0
299	22,5	20,5	19,5	18,0

При бурении горных пород, незначительно влияющих на степень искривления ствола скважины, с применением секционных забойных двигателей, в качестве жёсткого наддолотного участка может использоваться сам забойный двигатель.

2.3. Эффективность работы остальной части компоновки буровой колонны в значительной степени зависит от возможности обеспечения устойчивости вращения, ограничения поперечной деформации и площади контакта труб со стенками скважины, предупреждения прихватов и образования желобообразных выработок в стволе.

Для обеспечения указанных требований в АЗНИШнефти разработаны промежуточные опоры (квадратного сечения) и упругие (резиновые) стабилизаторы. Установка этих опор позволяет

## II

привести нижнюю часть бурильной колонны к системе длинного многоопорного вала, повышающего надёжность работы колонны.

Расстояния между опорами определяются из условия сохранения устойчивого равновесия рассматриваемого участка утяжеленных труб под действием осевой нагрузки и в процессе вращения. Для обеспечения прямолинейности нижней части бурильной колонны опоры устанавливаются на участке не более длины полуволны вращающейся колонны. Искомая длина полуволны определяется из условия равенства потенциальной энергии деформации изгиба работе центробежных сил.

В зависимости от размера промежуточной опоры и её жёсткости концы полуволны будут соответствовать положению между шарнирным и защемленным креплением. Для этих случаев длина полуволны равна

$$l_0 = (1,25-1,52) \sqrt[4]{\frac{0,09EJ_2}{\rho_2 \cdot n^2}}, \quad (3)$$

где  $n$  - частота вращения колонны, об/мин.

В табл.3 приводятся рекомендуемые расстояния между промежуточными опорами в зависимости от частоты вращения УБТ.

Таблица 3

Диаметр УБТ, мм	Расстояние между опорами (м) при частоте вращения УБТ, об/мин			
	50	90	120	150
108-114	20,0	16,0	13,5	12,0
121	22,0	16,5	14,0	13,0
133	23,5	17,5	15,0	13,5
146	25,0	18,5	16,0	14,5
159	31,0	21,5	18,5	17,0
178	33,0	23,5	21,0	19,0
203	36,0	27,0	23,0	20,5

Расстояние между опорами может быть увеличено на 10 %, а возможность уменьшения этого расстояния определяется условиями бурения [2] .

При бурении с применением забойных двигателей расстояния между опорами рекомендуется устанавливать аналогично тем, которые даны при бурении роторным способом с  $n = 50$  об/мин.

Число опор определяется из зависимости

$$t = \frac{P - Q_1}{q_2 \cdot c} - 1, \quad (4)$$

где  $Q_1$  - вес жёсткого наддолотного участка компоновки, тс;

$c$  - расстояние между опорами (число опор должно быть не меньше двух), м.

2.4. Рассчитанные по настоящей методике компоновки нижней части бурильной колонны для применения при бурении скважин на площадях объединения "Азнефть" приводятся в приложениях I и 2. Эти компоновки рекомендуется использовать при бурении как роторным способом, так и с применением забойных двигателей с использованием шарошечных, алмазных и типа ИСМ долот.

Преимущество предлагаемых компоновок состоит в том, что при их использовании отпадает необходимость поэтапной подготовки стволов скважин перед спуском обсадных колонн, т.е. в ствол скважины, пробуренный с применением бурильного инструмента, включающего в себя такую компоновку, можно спускать обсадную колонну без проработок и расширений ствола. Необходимым условием при этом является лишь контрольное шаблонирование ствола скважины.

Приведенные в приложениях I и 2 компоновки нижней части буровой колонны рассчитаны при осевых нагрузках, являющихся оптимальными для большинства площадей объединения "Азнефть". Поэтому при бурении скважин в конкретных условиях, когда для эффективного (объемного) разрушения горных пород требуются иные осевые нагрузки на долото, длины скатого и растянутого участков компоновки, расположенных над жестким наддолотным участком, необходимо пересчитать в соответствии с требуемыми осевыми нагрузками.

2.5. При расчете компоновок нижней части буровой колонны для использования при бурении под обсадные колонны диаметрами ИГ4-324 мм рекомендуется применять соотношения долот, УБТ и буровых труб, приведенные в таблице 4.

Бурение скважин долотами диаметром более 393,7 мм рекомендуется производить либо с помощью РТБ, либо долотом меньшего диаметра с последующим расширением до номинального размера, причем последнее можно производить лишь до объектов газонефтеводопроявлений или поглощений бурового раствора.

2.6. Порядок расчета компоновок приведен на численном примере.

Пример. Требуется рассчитать компоновку нижней части буровой колонны для бурения под обсадную колонну диаметром 219 мм роторным способом ( $n = 120$  об/мин) при осевой нагрузке 22 тс на долото диаметром 269,9 мм.

Из таблицы 4 находим, что для обеспечения необходимой жесткости нижней части буровой колонны и необходимой проходимости обсадной колонны компоновка бурового инструмента должна состоять из УБТ диаметрами 229, 203 и 178 мм, длины которых определяются из выражения

Таблица 4

Рекомендуемые соотношения долот, УБТ и бурильных  
труб при бурении под обсадные колонны диаметрами  
114-324 мм

Диаметр обсадной колонны, мм	114	114	127	146	168	178	194	219	245	273	299	324
Диаметр долота, мм	139,7	151,0	165,1 158,7	190,5	215,9	215,9	244,5	269,9	295,3	349,2 320,0	393,7	393,7
Диаметр УБТ, мм	114	127	133	159	178	178	203	229	254	273	299	299
	108	114	121	146	159	159	178	203 178	229 178	254 229 178	254 229 178	254 229 178
Диаметр бурильных труб над УБТ, мм	89	89	102	114	127	127	140	140	140	140	140	140

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = l_1 + \frac{P - q_1 l_1}{q_2} + \frac{a_2 P}{q_3},$$

где  $L$  - длина всей компоновки, м;

$l_1, l_2$  и  $l_3$  - соответственно длина жёсткого наддолотного участка компоновки, скатого и растянутого участков УБТ, м;

$P$  - осевая нагрузка на долото, тс;

$q_1, q_2$  и  $q_3$  - соответственно вес I пог.м жёсткого наддолотного участка компоновки, скатого и растянутого участков УБТ, тс/м

$$L = 14 + \frac{22 - 0,273 \times 14}{0,203} + \frac{0,25 \times 22}{0,156} = 14 \text{ м} + 90 \text{ м} + 36 \text{ м}.$$

Длина жёсткого наддолотного участка  $l_1$  для УБТ диаметром 229 мм и  $n = 120$  об/мин принимается равной 14 м (см.табл. 2). Для предупреждения естественного искривления и формирования качественного ствола скважины на длине этого участка устанавливаются два опорно-центрирующих устройства по диаметру долота. На остальной длине УБТ устанавливаются промежуточные опоры, количество которых определяется по формуле (4)

$$t = \frac{P - q_1 l_1}{q_2 c} - I = \frac{22 - 0,273 \times 14}{0,203 \times 24} - I = 3$$

Расстояние между опорами  $c$  для УБТ диаметром 203 мм при  $n = 120$  об/мин равно 24 м (см.табл.3).

Результат численного расчета приводится в приложении I.

### 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

К техническим средствам для предупреждения искривления скважины и прихватов бурильной колонны относятся калибраторы, центраторы, стабилизаторы, опоры промежуточные.

3.1. Калибратор - калибрующее и опорно-центрирующее устройство. Предназначен для калибрования ствола скважины, центриро-



вания и улучшения условий работы долота и забойного двигателя. Устанавливается над долотом. Виды, типы и основные размеры приводятся в ОСТ-39-078-79.

3.2. Центратор - опорно-центрирующее устройство. Предназначен для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя. Устанавливается на корпусе забойного двигателя (центратор забойного двигателя) и в колонне УБТ (колонный центратор). Виды, типы и основные размеры приводятся в ОСТ-39-078-79.

3.3. Стабилизатор упругий (резиновый) - предназначен для предупреждения прихватов бурильной колонны и заклинивания в желобах при спуско-подъемных операциях. Устанавливается в колонне УБТ и бурильных труб. Техническая характеристика стабилизаторов приводится в табл.5. Изготовление их производится по спецификации Союзнефтебурмашремонта (раздел 22I).

Таблица 5

Шифр стабилизатора упругого	Под долото диаметр, мм	Бтулка стабилизатора упругого		Присоединительная резьба переводника		Диаметр проходного звена переводника, мм	Общая длина, мм
		диаметр, мм	высота, мм	верхнего конца	нижнего конца		
СУ-266	269,9	266	250	3-147	3-147	100	610
СУ-24I	244,5	241	235	3-147	3-147	100	590
СУ-212	215,9	212	215	3-121	3-121	90	540

3.4. Опора промежуточная (квадратного сечения) - предназначена для ограничения поперечной деформации утяжеленных бурильных труб и предупреждения их прихватов. Устанавливается в колонне УБТ. Техническая характеристика опор приводится в табл.6. Изготовление их производится по спецификации Союзнефтебурмашремонта (раздел 22I).

Таблица 6

Условное обозначение опоры	Длина стороны квадрата, мм	Диаметр описанной окружности, мм	Длина корпуса опоры, мм	Длина резьбы ниппеля, мм	Резьба по ГОСТ 5286-75	Масса, кг
ОП-133	105	133	314	96	3-88	23,7
ОП-143	112	143	314	96	3-88	27,5
ОП-153	120	153	320	90	3-102	28,4
ОП-181	140	181	400	102	3-121	46,9
ОП-207	155	203	400	114	3-133	60,8

#### 4. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОНОВОК

4.1. В геолого-техническом наряде на бурение скважины должны быть приведены применяемые компоновки нижней части бурильной колонны с указанием их элементов и размеров по интервалам бурения, а также режимы бурения в этих интервалах.

4.2. До начала бурения скважины буровая бригада должна быть ознакомлена с конструкцией компоновок, их назначением и правилами эксплуатации.

4.3. Компоновка нижней части бурильной колонны должна применяться непосредственно из-под кондуктора, баллака обсадной колонны или с начала бурения долотами, диаметр которых соответствует диаметру компоновки.

4.4. При спуске компоновки в участок ствола скважины, пробуренный без её применения, указанный интервал должен быть тщательно проработан. Спуск компоновки в такую скважину без проработки категорически запрещается во избежание её заклинивания.

4.5. При каждом подъёме инструмента с жёсткой компоновкой бурильщик должен осмотреть и замерить калибрующие и опорно-

центрирующие устройства и результаты записать в буровой журнал.

4.6. Износ калибрующих и опорно-центрирующих устройств допускается не более 2-3 мм по диаметру.

4.7. При замене калибрующих и опорно-центрирующих устройств бурильщик должен сделать соответствующую запись в вахтовом журнале, указав номер замененных и новых устройств и причину их отбраковки. На основании этой записи буровой мастер заполняет паспорта и вместе с ними отправляет калибрующие и опорно-центрирующие устройства на реставрацию.

4.8. Спуск инструмента с жёсткой компоновкой следует производить со скоростью не превышающей 0,5 м/с и с недопущением посадок более 3-4 делений по индикатору веса. При возникновении больших посадок инструмент следует приподнять и зауженный интервал ствола проработать с жёсткой компоновкой.

4.9. В случае посадок компоновки в процессе бурения инструмент следует приподнять на длину компоновки и проработать этот интервал при малой осевой нагрузке. По окончании проработки бурение следует продолжить на оптимальных режимах, предусмотренных геолого-техническим нарядом.

4.10. Нагрузка на забой должна создаваться весом утяжеленных бурильных труб.

4.11. При бурении с применением жёстких компоновок нижней части бурильной колонны необходимо обеспечить высокое качество очистки скважины и бурового раствора от выбуренной породы.

4.12. В процессе углубления скважины бурильщик обязан контролировать параметры режима бурения по показаниям измерительных приборов. При проведении всех работ в скважине должно быть обеспечено наблюдение за возможным возникновением осложнений и приняты меры к их предупреждению. В обязательном порядке должны производиться электрометрические исследования.

**Компоновки нижней части бурильной колонны  
для бурения шарошечными долотами на площа-  
дах объединения "Азнефть"**

№ п/п	Диаметр долота, мм	Нагрузка на доло- то, тс	Компоновка нижней части бурильной колонны
1	2	3	4

**I. При бурении роторным способом**

1	393,7	26-28	Долото, К393,7МС, УБТ 299 мм - 18 м, Ц393,7 МСТ, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ 178 мм - 36 м, бурильные трубы 140 мм
2	349,2	25-27	Долото, К349,2МС, УБТ 273 мм - 16 м, Ц349,2 МСТ, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ 178 мм - 36 м, бурильные трубы 140 мм
3	320,0	24-26	Долото, К320,0МС, УБТ 273 мм - 16 м, Ц320,0 МСТ, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ 178 мм - 36 м, бурильные трубы 140 мм
4	295,3	23-25	Долото, К295,3МС, УБТ 254 мм - 16 м, Ц295,3 МСТ, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ 178 мм - 36 м, бурильные трубы 140 мм
5	269,9	20-22	Долото, КИ269,9 МСТ, УБТ 229 мм - 14 м, Ц269,9 МСТ, УБТ 203 мм - 90 м с уста- новкой трех СУ-266 через каждые 24 м, УБТ 178 мм - 36 м, бурильные трубы 140 мм
6	244,5	17-19	Долото, КИ244,5 МСТ, УБТ 203 мм - 14 м, Ц244,5 МСТ, УБТ 178 мм - 134 м с уста- новкой четырех СУ-241 через каждые 20 м, бурильные трубы 140 мм

1	2	3	4
7	215,9	15-17	Долото, КМ215,9 МСТ, УБТ 178 мм - 12 м, Ц215,9 МСТ, УБТ 159 мм - 168 м с установкой пяти СУ-212 через каждые 20 м, бурильные трубы 127 мм (допускается замена СУ-212 на ОП-203)
8	190,5	12-14	Долото, КМ190,5 МСТ, УБТ 159 мм - 12 м, Ц190,5 МСТ, УБТ 146 мм - 162 м с установкой пяти ОП-181 через каждые 20 м, бурильные трубы 114 мм
9	165,1	8-10	Долото, КМ165,1 МСТ, УБТ 133 мм - 10 м, Ц165,1 МСТ, УБТ 121 мм - 156 м с установкой пяти ОП-153 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
10	158,7	7-9	Долото, КМ158,7 МСТ, УБТ 133 мм - 10 м, Ц158,7 МСТ, УБТ 121 мм - 140 м с установкой пяти ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
11	151,0	6-8	Долото, КМ151,0 МСТ, УБТ 121 мм - 10 м, Ц151,0 МСТ, УБТ 114 мм - 136 м с установкой четырех ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм
12	139,7	4-6	Долото, КМ139,7 МСТ, УБТ 114 мм - 8 м, Ц139,7 МСТ, УБТ 108 мм - 124 м с установкой четырех ОП-133 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм

П. При бурении забойными двигателями

13	393,7	26-28	Долото, К393,7 МС, турбобур 240 мм с ЦД 385,0 МСТ, Ц393,7 МСТ, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ 178 мм - 56 м, бурильные трубы 140 мм
14	349,2	25-27	Долото, К349,2 МС, турбобур 240 мм с ЦД 340,0 МСТ, Ц349,2 МСТ, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ 178 мм - 48 м, бурильные трубы 140 мм

1	2	3	4
15	320,0	24-26	Долото, К320,0 МС, турбобур 240 мм с ЦД 315,0 МСТ, Ц320,0 МСТ, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ 178 мм - 40 м, бурильные трубы 140 мм
16	295,3	23-25	Долото, К295,3 МС, турбобур 240 мм с ЦД 290,0 МСТ, Ц295,3 МСТ, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ 178 мм - 32 м, бурильные трубы 140 мм
17	269,9	20-22	Долото, КМ269,9 МСТ, турбобур 240 мм с ЦД 266,0 МСТ, Ц269,9 МСТ, УБТ 203 мм - 72 м с установкой двух СУ-266 через каждые 36 м, УБТ 178 мм - 40 м, бурильные трубы 140 мм
18	244,5	17-19	Долото, КМ244,5 МСТ, турбобур 195 мм с ЦД 240,0 МСТ, Ц244,5 МСТ, УБТ 178 мм - 124 м с установкой двух СУ-241 через каждые 36 м, бурильные трубы 140 мм
19	215,9	15-17	Долото, КМ215,9 МСТ, турбобур 195 мм с ЦД 212,0 МСТ, Ц215,9 МСТ, УБТ 159 мм - 144 м с установкой четырех СУ-212 через каждые 24 м, бурильные трубы 127 мм (допускается замена СУ-212 на ОП-203)
20	190,5	12-14	Долото, КМ190,5 МСТ, турбобур 164 мм с ЦД 188,0 МСТ, Ц190,5 МСТ, УБТ 146 мм - 146 м с установкой четырех ОП-181 через каждые 24 м, бурильные трубы 114 мм
21	165,1	8-10	Долото, КМ165,1 МСТ, винтовой двигатель 127 мм, Ц165,1 МСТ, УБТ 121 мм - 162 м с установкой пяти ОП-153 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм

1	2	3	4
22	158,7	7-9	Долото, КМ158,7 МСТ, винтовой двигатель 127 мм, Ц158,7 МСТ, УБТ 121 мм-146 м с установкой пяти ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
23	151,0	6-8	Долото, КМ151,0 МСТ, винтовой двигатель 127 мм, Ц151,0 МСТ, УБТ 114 мм - 144 м с установкой пяти ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм

Компоновки нижней части буровой колонны  
для бурения алмазными и типа ИСМ долотами  
на площадях объединения "Азнефть"

№ пп	Диаметр долота, мм	Нагрузка на долото, тс	Компоновка нижней части буровой колонны
1	2	3	4
<u>I. При бурении долотами СПОУС</u>			
1	346,8	22-24	Долото, КА346,8 СТ, УБТ 273 мм - 16 м, Ц346,8 МСТК, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ 178 мм - 12 м, буровые трубы 140 мм
2	292,9	18-20	Долото, КА292,9 СТ, УБТ 254 мм - 16 м, Ц292,9 МСТК, УБТ 229 мм - 54 м, УБТ 178 мм - 32 м, буровые трубы 140 мм
3	267,5	14-16	Долото, КА267,5 СТ, УБТ 229 мм - 14 м, Ц267,5 МСТК, УБТ 203 мм - 60 м с установкой двух СУ-266 через каждые 24 м, УБТ 178 мм - 24 м, буровые трубы 140 мм
4	242,1	14-16	Долото, КА242,1 СТ, УБТ 203 мм - 14 м, Ц242,1 МСТК, УБТ 178 мм - 110 м с установкой трех СУ-241 через каждые 20 м, буровые трубы 140 мм
5	214,3	12-14	Долото, КА214,3 СТ, УБТ 178 мм - 12 м, Ц214,3 МСТК, УБТ 159 мм - 136 м с установкой четырех СУ-212 через каждые 20 м, буровые трубы 127 мм (допускается замена СУ-212 на ОП-203)
6	188,9	9-11	Долото, КА188,9 СТ, УБТ 159 мм - 12 м, Ц188,9 МСТК, УБТ 146 мм - 124 м с установкой четырех ОП-181 через



I	2	3	4
			каждые 20 м, бурильные трубы 114 мм
7	163,5	6-8	Долото, КА163,5 СТ, УБТ 133 мм - 10 м, Ц163,5 МСТК, УБТ 121 мм - 122 м с установкой четырех ОП-153 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
8	157,1	4-6	Долото, КА157,1СТ, УБТ 133 мм - 10 м, Ц157,1 МСТК, УБТ 121 мм - 90 м с установкой трех ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
9	149,4	4-6	Долото, КА149,4 СТ, УБТ 121 мм - 10 м, Ц149,4 МСТК, УБТ 114 мм - 100 м с установкой трех ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм
10	138,1	3-5	Долото, КА138,1 СТ, УБТ 114 мм - 8 м, Ц138,1 МСТК, УБТ 108 мм - 102 м с установкой трех ОП-133 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм

II. При бурении звонными двигателями

11	346,8	22-24	Долото, КА346,8СТ, турбобур 240 мм с ЦД 340,0 МСТК, Ц346,8 МСТК, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ 178 мм - 24 м, бурильные трубы 140 мм
12	292,9	18-20	Долото, КА292,9 СТ, турбобур 240 мм с ЦД 285,0 МСТК, Ц292,9 МСТК, УБТ 229 мм - 54 м, УБТ 178 мм - 24 м, бурильные трубы 140 мм
13	267,5	14-16	Долото, КА267,5 СТ, турбобур 240 мм с ЦД 262,0 МСТК, Ц267,5 МСТК, УБТ 203 мм - 48 м с установкой СУ-266 через 36 м, УБТ 178 мм - 24 м, СУ-266, бурильные трубы 140 мм

1	2	3	4
14	242,1	14-16	Долото, КА242,1 СТ, турбобур 195 мм с ЦД 236,0 МСТК, Ц242,1 МСТК, УБТ 178 мм - 100 м с установкой двух СУ-241 через каждые 36 м, бурильные трубы 140 мм
15	214,3	12-14	Долото, КА214,3 СТ, турбобур 195 мм с ЦД 212,0 МСТК, Ц214,3 МСТК, УБТ 159 мм - 112 м с установкой трех СУ-212 через каждые 24 м, бурильные трубы 127 мм (допускается замена СУ-212 на ОП-203)
16	188,9	9-11	Долото, КА188,9 СТ, турбобур 164 мм с ЦД 186,0 МСТК, Ц188,9 МСТК, УБТ 146 мм - 108 м с установкой трех ОП-181 через каждые 24 м, бурильные трубы 114 мм
17	163,5	6-8	Долото, КА163,5 СТ, винтовой двигатель 127 мм, Ц163,5 МСТК, УБТ 121 мм - 130 м с установкой четырех ОП-153 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
18	157,1	4-6	Долото, КА157,1 СТ, винтовой двигатель 127 мм, Ц157,1 МСТК, УБТ 121 мм - 96 м с установкой трех ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 102 мм
19	149,4	4-6	Долото, КА149,4 СТ, винтовой двигатель 127 мм, Ц149,4 МСТК, УБТ 114 мм - 106 м с установкой трех ОП-143 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм

Примечания:

1. При бурении в несложных, нормальных условиях допускается увеличение диаметра УБТ, кроме жесткого наддолотного участка, до ближайшего смежного размера.

2. Компонировки нижней части буровой колонны для роторного способа бурения долотами диаметрами 393,7; 349,2; 320,0; 295,3 мм составлены при частоте вращения  $n = 150$  об/мин, 269,9; 244,5; 215,9 мм при  $n = 120$  об/мин, 190,5; 165,1; 158,7 мм при  $n = 90$  об/мин и 151,0; 139,7 мм при  $n = 50$  об/мин.
3. При составлении компоновки нижней части буровой колонны для бурения долотами диаметрами 393,7; 349,2; 346,8 и 320,0 мм допускается использование УБТ диаметром 254 мм вместо УБТ диаметрами 299 и 273 мм.
4. Компонировки нижней части буровой колонны для турбинного способа бурения составлены при использовании секционных турбобуров.

#### Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Временная инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. М., ВНИИГ, 1975, стр.41-43.
  2. Инструкция по расчету буровых колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980, стр.23.
-

	Стр.
1. Общие сведения . . . . .	4
2. Методика расчета компоновок нижней части буровой колонны . . . . .	6
3. Технические средства . . . . .	15
4. Особенности бурения с применением компоновок . . . . .	17
Приложение 1 . . . . .	19
Приложение 2 . . . . .	23
Литература . . . . .	26

### МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

по проектированию компоновок нижней части  
буровой колонны при бурении глубоких  
скважин в осложненных условиях Азербайджана  
РД 39-3-618-81

Редактор К.Ю.Фидлер  
Технический редактор И.И.Черномырдина  
Корректор Л.Е.Хоштария

Подписано в печать 11.12. 1981 г ФГ33825  
Т.300 Формат 60x90 I/16 Бумага № 2  
Печ.л.1,7. Уч.-изд.л. 1,2. Заказ № 542  
Цена 7 коп.

Исполнительная группа АЗНИМнефти. Баку, Ага-нейматуллы,39.