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.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Технического
Управления
Ю.Н.Байдиков
"13" ноября 1981г

Руководящий документ
Методическое руководство по проектированию компоновок нижней части бурильной 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.Сеид-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, технологии и организации бурения А.В.Перов

УДК 622.248.3

Составители: М.К.Сеид-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 бурильной 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 бурильной 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 проводки возникают и такие тяжёлые виды осложнений, как недоведение обсадных колонн до проектных глубин и прихваты бурильного инструмента. Для предупреждения этих осложнений в АзНИПИнефти разработаны специальные компоновки нижней части бурильной 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.I. Развитие разведочных буровых работ на геологически 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 разнохарактерными 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 промысловых материалов указывает на отсутствие единого подхода к выбору техники и технологии подготовки стволов. Если исходить из условия повышения жёсткости компоновок за счёт 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 бурильной 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.

I.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 бурильной колонны, которые обеспечивали бы проводку стволов высокого качества и не требовали последующих проработок и расширений.

I.6. Специфической особенностью нижней части бурильной 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 бурильную колонну к стенкам скважины, и, как следствие, - к её прихвату.

I.7. Для предупреждения указанных явлений необходимо улучшить конструкцию нижней части бурильной колонны, которая

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

I.8. Настоящее руководство разработано для расчета компоновок, обеспечивающих предупреждение искривления скважин, прихватов бурильной колонны и доведение 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.I. При разработке компоновок нижней части бурильной колонны исходили из следующих условий:

- наличия в компоновке жёсткого наддолотного участка, длина которого определялась согласно [I] , 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;

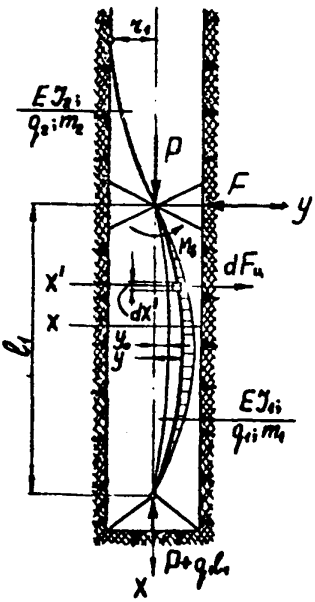
- отношение наибольшего диаметра УБТ к диаметру скважины принималось в пределах 0,75-0,85, что позволило обеспечить примерно одинаковый относительный зазор;

- 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 бурильной 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] ,

$$y^{IV} + \mu^2 y'' - \beta y = \alpha\left(\frac{\pi}{l_1}\right)^4 \cdot \sin\frac{\pi x}{l_1} \qquad (I)$$



Расчетная схема для определения оптимальной длины жёсткого наддолотного участка компоновки

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

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

где a - максимальный начальный прогиб жёсткого участка компоновки, который может быть выражен через начальную прогибь УБТ на единицу их длины:
$a = a_1 \cdot l_1$ (a_1 - начальная прогибь УБТ в мм на метр длины);

l_1 - длина жёсткого наддолотного участка компоновки, м.

В уравнении (I)

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

где P - осевая нагрузка на долото, тс;
ω - угловая скорость, I/с;
q_1 и EJ_1 - соответственно вес I пог.м и жёсткость жёсткого наддолотного участка компоновки, тс/м и тс·м^2

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

$$B = \frac{i \cdot z_1}{3 m_2^1} \quad ,$$

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^2.

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

Таблица I

Нагрузка P	$P_{кр}$	I,2 $P_{кр}$	I,4 $P_{кр}$	I,6 $P_{кр}$	I,8 $P_{кр}$
Коэффициент момента i	0,8	0,96	I,03	I,I	I,I5

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

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

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 осложненных условиях Азербайджана, полученные на основании уравнения (I).

Таблица 2

Диаметр УБТ, мм	Длина жёсткого наддолотного участка компоновки (м) при частоте вращения УБТ, об/мин			
	50	90	I20	I50
II4	8,5	8,0	7,5	7,0
I2I	9,0	8,5	8,0	7,5
I33	I0,5	9,5	9,0	8,5
I59	I2,0	II,0	I0,5	9,5
I78	I4,0	I3,0	I2,0	II,5
203	I5,5	I4,5	I3,5	I2,5
229	I7,0	I5,5	I4,5	I3,5
254	20,0	I8,0	I7,0	I6,0
273	2I,0	I9,0	I8,0	I7,0
299	22,5	20,5	I9,5	I8,0

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 бурильной 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 АзНИПИнефти разработаны промежуточные опоры (квадратного сечения) и упругие (резиновые) стабилизаторы. Установка этих опор позволяет

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

$$\ell_0 = (1{,}25\text{-}1{,}52)\sqrt[4]{\frac{0{,}09EJ_2}{q_2 \cdot n^2}}, \qquad (3)$$

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

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

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 1 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 бурильной колонны рассчитаны при осевых нагрузках, являющихся оптимальными для большинства площадей объединения "Азнефть". Поэтому при бурении скважин в конкретных условиях, когда для эффективного (объёмного) разрушения горных пород требуются иные осевые нагрузки на долото, длины сжатого и растянутого участков компоновки, расположенных над жёсткими наддолотным участком, необходимо пересчитать в соответствии с требуемыми осевыми нагрузками.

2.5. При расчете компоновок нижней части бурильной колонны для использования при бурении под обсадные колонны диаметрами II4-324 мм рекомендуется применять соотношения долот, УБТ и бурильных 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 бурильной колонны для бурения под обсадную колонну диаметром 219 мм роторным способом (n = I20 об/мин) при осевой нагрузке 22тс на долото диаметром 269,9 мм.

Из таблицы 4 находим, что для обеспечения необходимой жёсткости нижней части бурильной колонны и необходимой проходимости обсадной колонны компоновка бурильного инструмента должна состоять из УБТ диаметрами 229, 203 и I78 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	114 108	121 114	133 121	159 146	178 159	178 159	203 178	229 203 178	254 229 178	273 254 229 178	299 254 229 178	299 254 229 178
Диаметр бурильных труб над УБТ, мм	89	89	102	114	127	127	140	140	140	140	140	140

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = l_1 + \frac{P - q_1 l_1}{q_2} + \frac{0{,}25P}{q_3},$$

где L – длина всей компоновки, м;

l_1, l_2 и l_3 – соответственно длина жёсткого наддолотного участка компоновки, сжатого 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, сжатого 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)

$$t = \frac{P - q_1 l_1}{q_2 \cdot c} - 1 = \frac{22 - 0{,}273 \times 14}{0{,}203 \times 24} - 1 = 3$$

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 скважин и прихватов бурильной колонны относятся калибраторы, центраторы, стабилизаторы, опоры промежуточные.

3.I. 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-подъёмных 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 диаметром, мм	Втулка стабилизатора упругого		Присоединительная резьба переводника		Диаметр проходного канала переводника, мм	Общая длина, мм
		диаметр, мм	высота, мм	верхнего конца	нижнего конца		
СУ-266	269,9	266	250	3-I47	3-I47	I00	6I0
СУ-24I	244,5	24I	235	3-I47	3-I47	I00	590
СУ-2I2	2I5,9	2I2	2I5	3-I2I	3-I2I	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-203	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 кондук ра, башмака 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.I0. Нагрузка на забой должна создаваться весом утяжеленных бурильных труб.

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

4.I2. 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.

Приложение I

Компоновки нижней части бурильной колонны для бурения шарошечными долотами на площадях объединения "Азнефть"

№ пп	Диаметр долота, мм	Нагрузка на долото, тс	Компоновка нижней части бурильной колонны
I	2	3	4
		I. При бурении роторным способом	
I	393,7	26-28	Долото, К393,7МС, УБТ 299 мм - I8 м, Ц393,7 МСТ, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ I78 мм - 36 м, бурильные трубы I40 мм
2	349,2	25-27	Долото, К349,2МС, УБТ 273 мм - I6 м, Ц349,2 МСТ, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ I78 мм - 36 м, бурильные трубы I40 мм
3	320,0	24-26	Долото, К320,0МС, УБТ 273 мм - I6 м, Ц320,0 МСТ, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ I78 мм - 36 м, бурильные трубы I40 мм
4	295,3	23-25	Долото, К295,3МС, УБТ 254 мм - I6 м, Ц295,3 МСТ, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ I78 мм - 36 м, бурильные трубы I40 мм
5	269,9	20-22	Долото, КИ269,9 МСТ, УБТ 229 мм - I4 м, Ц269,9 МСТ, УБТ 203 мм - 90 м с установкой трех СУ-266 через каждые 24 м, УБТ I78 мм - 36 м, бурильные трубы I40 мм
6	244,5	I7-I9	Долото, КИ244,5 МСТ, УБТ 203 мм - I4м, Ц244,5 МСТ, УБТ I78 мм - I34мс установкой четырех СУ-24I через каждые 20 м, бурильные трубы I40 мм

1	2	3	4
7	215,9	15-17	Долото, КИ215,9 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, КИ190,5 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, КИ165,1 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, КИ158,7 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, КИ151,0 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, КИ139,7 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
			II. 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, КИ269,9 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, КИ244,5 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, КИ215,9 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, КИ190,5 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, КИ165,1 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, КИ158,7 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, КИ151,0 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

Приложение 2

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

№ пп	Диаметр долота, мм	Нагрузка на долото, тс	Компоновка нижней части бурильной колонны
I	2	3	4
			I. При бурении роторным способом
I	346,8	22-24	Долото, КА346,8 СТ, УБТ 273 мм - I6 м, Ц346,8 МСТК, УБТ 254 мм - 36 м, УБТ 229 мм - 36 м, УБТ I78 мм - I2 м, бурильные трубы I40 мм
2	292,9	I8-20	Долото, КА292,9 СТ, УБТ 254 мм - I6 м, Ц292,9 МСТК, УБТ 229 мм - 54 м, УБТ I78 мм - 32 м, бурильные трубы I40 мм
3	267,5	I4-I6	Долото, КА267,5 СТ, УБТ 229 мм - I4 м, Ц267,5 МСТК, УБТ 203 мм - 60 м с установкой двух СУ-266 через каждые 24 м, УБТ I78 мм - 24 м, бурильные трубы I40 мм
4	242,I	I4-I6	Долото, КА242,I СТ, УБТ 203 мм - I4 м, Ц242,I МСТК, УБТ I78 мм - II0 м с установкой трех СУ-24I через каждые 20 м, бурильные трубы I40 мм
5	2I4,3	I2-I4	Долото, КА2I4,3 СТ, УБТ I78 мм - I2 м, Ц2I4,3 МСТК, УБТ I59 мм - I36 м с установкой четырех СУ-2I2 через каждые 20 м, бурильные трубы I27 мм (допускается замена СУ-2I2 на ОП-203)
6	I88,9	9-II	Долото, КАI88,9 СТ, УБТ I59 мм - I2 м, ЦI88,9 МСТК, УБТ I46 мм - I24 м с установкой четырех ОП-I8I через

I	2	3	4
			каждые 20 м, бурильные трубы II4 мм
7	I63,5	6-8	Долото, КАI63,5 СТ, УБТ I33 мм - I0 м, ЦI63,5 МСТК, УБТ I2I мм - I22 м с установкой четырех ОП-I53 через каждые 20 м, бурильные трубы I02 мм
8	I57,I	4-6	Долото, КАI57,ICT, УБТ I33 мм - I0 м, ЦI57,I МСТК, УБТ I2I мм - 90 м с установкой трех ОП-I43 через каждые 20 м, бурильные трубы I02 мм
9	I49,4	4-6	Долото, КАI49,4 СТ, УБТ I2I мм - I0 м, ЦI49,4 МСТК, УБТ II4 мм - I00 м с установкой трех ОП-I43 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм
I0	I38,I	3-5	Долото, КАI38,I СТ, УБТ II4 мм - 8 м, ЦI38,I МСТК, УБТ I08 мм - I02 м с установкой трех ОП-I33 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм
			II. При бурении забойными двигателями
II	346,8	22-24	Долото, КА346,8СТ, турбобур 240 мм с ЦД 340,0 МСТК, Ц346,3 МСТК, УБТ 229 мм - 72 м, УБТ I78 мм - 24 м, бурильные трубы I40 мм
I2	292,9	I8-20	Долото, КА292,9 СТ, турбобур 240 мм с ЦД 285,0 МСТК, Ц292,9 МСТК, УБТ 229 мм - 54 м, УБТ I78 мм - 24 м, бурильные трубы I40 мм
I3	267,5	I4-I6	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 I78 мм - 24 м, СУ-266, бурильные трубы I40 мм

1	2	3	4
I4	242,I	I4-I6	Долото, КА242,I СТ, турбобур I95 мм с ЦД 236,0 МСТК, Ц242,I МСТК, УБТ I78 мм - I00 м с установкой двух СУ-24I через каждые 36 м, бурильные трубы I40 мм
I5	2I4,3	I2-I4	Долото, КА2I4,3 СТ, турбобур I95 мм с ЦД 2I2,0 МСТК, Ц2I4,3 МСТК, УБТ I59 мм - II2 м с установкой трех СУ-2I2 через каждые 24 м, бурильные трубы I27 мм (допускается замена СУ-2I2 на ОП-203)
I6	I88,9	9-II	Долото, КАI88,9 СТ, турбобур I64 мм с ЦД I86,0 МСТК, ЦI88,9 МСТК, УБТ I46 мм - I08 м с установкой трех ОП-I8I через каждые 24 м, бурильные трубы II4 мм
I7	I63,5	6-8	Долото, КАI63,5 СТ, винтовой двигатель I27 мм, ЦI63,5 МСТК, УБТ I2I мм - I30 м с установкой четырех ОП-I53 через каждые 20 м, бурильные трубы I02 мм
I8	I57,I	4-6	Долото, КАI57,I СТ, винтовой двигатель I27 мм, ЦI57,I МСТК, УБТ I2I мм - 96 м с установкой трех ОП-I43 через каждые 20 м, бурильные трубы I02 мм
I9	I49,4	4-6	Долото, КАI49,4 СТ, винтовой двигатель I27 мм, ЦI49,4 МСТК, УБТ II4 мм - I06 м с установкой трех ОП-I43 через каждые 20 м, бурильные трубы 89 мм

Примечания:

I. При бурении в неосложненных, нормальных условиях допускается увеличение диаметра УБТ, кроме жёсткого наддолотного участка, до ближайшего смежного размера.

2. Компоновки нижней части бурильной 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 компоновок нижней части бурильной 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. Компоновки нижней части бурильной колонны для турбинного способа бурения составлены при использовании секционных турбобуров.

ЛИТЕРАТУРА

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

Содержание

	Стр.
I. Общие сведения	4
2. Методика расчета компоновок нижней части бурильной колонны	6
3. Технические средства	I5
4. Особенности бурения с применением компоновок	I7
Приложение I	I9
Приложение 2	23
Литература	26

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

по проектированию компоновок нижней части бурильной колонны при бурении глубоких скважин в осложненных условиях Азербайджана

РД 39-3-6I8-8I

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

Подписано в печать II.I2. I98I г ФГ33825
Т.500 Формат 60х90 I/I6 Бумага № 2
Печ.л.I,7.Уч.-изд.л. I,2.Заказ № 542
Цена 7 коп.

Множительная группа АзНИИнефти. Баку, Ага-нейматуллы,39.

gost.e-ecolog.ru