

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Клычков Юрий Сергеевич

Должность: и.о. ректора

Дата подписания: 08.04.2024 10:15:52

Уникальный программный ключ:
4e7c4ea90328ec8e65c5d8058549a2538d7400d1

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Бурение нефтяных и
газовых скважин»

ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ЭЛЕМЕНТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ (ТУРБОБУРЫ, ВЗД)

Методические указания к практическим работам
по дисциплине «Технология бурения и освоения скважин»
для аспирантов научной специальности 2.8.2. Технология бурения и
освоения скважин

Тюмень

2023

Изучение конструкций элементов бурильной колонны и гидравлических забойных двигателей (турбобуры, ВЗД): метод. указ. к практическим работам / сост. Г.А. Кулябин, Бастриков С.Н., Д.С. Леонтьев, Распопова М.В. – Тюмень: ТИУ 2023. – 26с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» «_____» июня 2023 года, протокол № _____.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ	5
ЦЕЛЬ РАБОТ.....	5
Практическое занятие № 1	5
Практическое занятие № 2.....	10
Практическое занятие № 3.....	13
Практическое занятие № 4.....	15
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	16
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	17
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	18
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – Бурильные трубы	18
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – Конфигурация винтовой пары.....	19
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – Схема связи элементов БИ и потока промывочной жидкости по жесткости вдоль ост БИ.....	20
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – Технологическая характеристика турбобура.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – Технологическая характеристика ВЗД	23
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – Устройство для роторно–шпиндельного бурения скважин	24
КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ.....	25

ВВЕДЕНИЕ

В нашей стране проводку скважин довольно успешно осуществляли и осуществляют с применением забойных двигателей (до 80 % и более), в связи, с чем было разработано достаточно большое количество конструкций забойных двигателей в основном гидравлических и в первую очередь турбобуров, а также долот, приспособленных к работе с таким приводом. Выпускаемые и разработанные забойные двигатели позволяют бурить скважины различной глубины с разными типами профиля, с широкими диапазонами изменения типа и свойств промывочных жидкостей и параметров режима бурения, с применением разных типоразмеров породоразрушающего инструмента.

Бурильная колонна – связующее звено между долотом, работающим на забое скважины, или каким-либо участком скважины и наземным оборудованием. Это звено является сложной динамической системой, применяя которую осуществляют углубление скважины и управляют динамикой работы забойных двигателей и долот, управляют динамическими процессами в потоке промывочной жидкости.

Функции бурильной колонны:

При роторном бурении: весом колонны создается осевая нагрузка на забой скважины и на долото; передается вращающий момент ($M_{вр}$) от ротора долоту, причем постоянно в процессе углубления скважины; подается циркуляционный агент для очистки забоя скважины от выбуренной или обвалившейся породы, а также для охлаждения элементов бурильного инструмента, в первую очередь, долота; осуществляются ловильные работы при аварийной ситуации с бурильным инструментом; устанавливаются отклоняющие устройства для искривления оси скважины в заданном направлении; на бурильных трубах опускают испытатели пластов или опробователи, нижние секции обсадных колонн (при ступенчатом цементировании скважины) и хвостовики обсадных колонн; устанавливают цементные мосты в скважине.

При бурении с ГЗД выполняются все перечисленные функции, но бурильная колонна вращается периодически, а постоянно колонна воспринимает реактивный момент забойного двигателя. Кроме того, по внутреннему каналу колонны подается энергия потока жидкости для работы ГЗД.

При электробурении внутри бурильной колонны секциями монтируется электрокабель, по которому к электробурю подается энергия.

При всех способах бурения колонна прямо или косвенно является каналом связи с забоем, при этом осуществляется: механическая связь путем разгрузки части веса колонны на забой и изменения осевых усилий в бурильном инструменте, а также связь по потоку жидкости, движущейся в канале колонны (посылаются импульсы давления, пропорциональные величине какого-нибудь параметра, и улавливаются на

устье или забое скважины); связь по электрокабелю (постоянная при электробурении или периодическая); связь, основанная на регистрации параметров вибраций, распространяющихся по колонне или столбу промывочной жидкости (используются импульсы вибраций как технологически обусловленные, так и искусственно наведенные колебания).

НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ

Методические указания по дисциплине «Технология бурения и освоения скважин» для аспирантов научной специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин всех форм обучения предназначены для проведения практических работ «Изучение конструкций элементов бурильной колонны и гидравлических забойных двигателей (турборы, ВЗД)», укрепления теоретических знаний, получаемых на лекционных занятиях.

ЦЕЛЬ РАБОТ

Изучение конструкций элементов бурильной колонны и ее характеристик, а также конструкций гидравлических забойных двигателей и их технологических характеристик.

Практическое занятие № 1

Тема: **Изучение конструкций элементов бурильной колонны.**

Цель работы: Изучить конструкции элементов бурильной колонны.

Состав бурильной колонны:

В бурильную колонну включают: ведущие бурильные трубы (штанги), необходимые для передачи Мвр от ротора к долоту; собственно бурильные трубы нескольких конструкций с замковыми соединениями или с законцовками труб, приваренными к телу трубы (трубы типа ТБПВ); утяжеленные бурильные трубы (УБТ); переводники для соединения разных по типу и диаметру труб (и других элементов бурильного инструмента), а также для соединения с колонной других элементов бурильного инструмента; обратные клапаны – для предотвращения перетока с забоя флюидов через бурильную колонну, применяются в основном типа КОБ – клапаны обратные для бурильных труб, которые устанавливаются внизу колонны, а иногда – внизу и вверху; предохранительные кольца, надеваемые на бурильные трубы для снижения их износа при роторном бурении; металлошламоуловители, предназначенные для улавливания обломков породы и металла, удаляемых потоком жидкости с забоя.

В состав бурильного инструмента, кроме колонны, входят долота, расширители, забойные двигатели, калибраторы, центраторы, маховики, забойные механизмы подачи долота, стабилизаторы направления оси скважины, устройства для управления параметрами вибраций в инструменте, снаряды и устройства для отбора керна.

Общие сведения о конструкциях бурильных труб

Трубы 1–4 типов со стандартным шифром В, Н, ВК, НК выпускаются согласно ГОСТ–631–75; трубы П, ПК – согласно техническим условиям 1971, 1983 и 1984 г.г. (например, для ПК – ТУ 14–3–1293–84), трубы Д16Т – по ГОСТ 23786–79, а ЛБТВК–147 – ГОСТ 631–75, общие сведения о них представлены в таблице 1.

Трубы типа "В" и "Н" выпускаются длиной $11,5 + 0,9$ м, но допускается длина 6 и 8 м; при этом короткие трубы соединяются муфтой. Толщина стенок труб (δ_t) составляет 7–11 мм через 1 мм. На наружных концах труб на утолщенной части (высадке) нарезается трубная мелкая резьба трапецеидального профиля с углом при вершине витка 60° . Наружный диаметр труб (d_n) обозначается в мм; условный d_n приведен в таблице 1.

Наиболее часто повреждения у этих труб случаются в резьбовом соединении трубы с замком. При вращении колонны происходит доворачивание замка на тело трубы, что создает дополнительные напряжения в трубе.

Для повышения прочности труб в резьбовых соединениях разработаны трубы ВК и НК с высадкой на их концах внутрь и наружу.

На рис. 1 показаны конструктивные особенности трубы ВК. Мелкая трубная и замковая резьбы трапецеидальные типа ТТ с углом профиля в 30° ; резьбы удлинены по сравнению с резьбами труб 1, 2 типа, конический пояс 2 снимает часть нагрузки с резьбового соединения и уплотняет его; упор 4 предотвращает доворачивание резьбы 5. Такое резьбовое соединение, хотя и упрочненное, остается слабым звеном в трубе.

Для каждого типа бурильных труб регламентированы материал изготовления, пределы текучести (G_t) и временного сопротивления, удлинение, относительное сужение и ударная вязкость соответственно группам прочности.

В таблице 2 приведены данные о G_t для труб 1–4 типов.

Трубы группы прочности «Д» изготавливаются из углеродистой стали типа ст.45, а трубы других групп прочности – из легированных сталей. Замки к трубам поставляются или той же группы прочности, или из сталей последующей группы прочности.

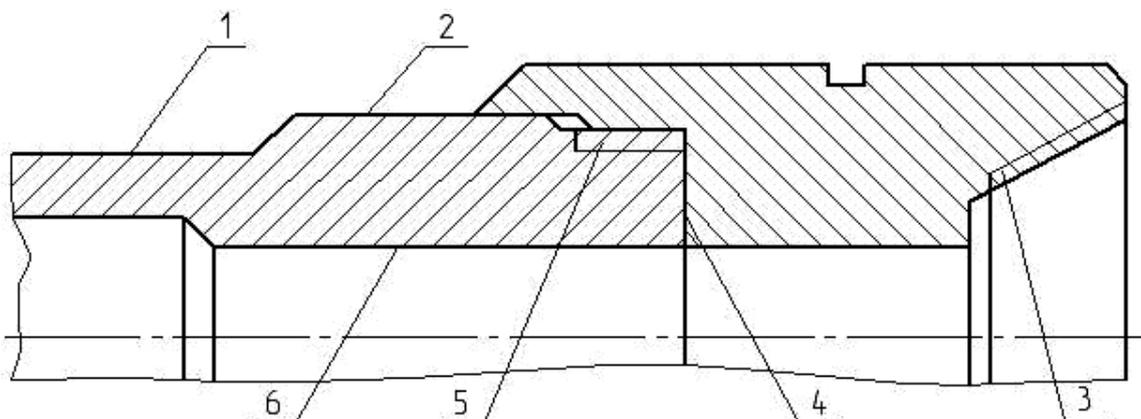


Рис. 1. Соединение тела трубы ВК с замком:

1 – тело трубы с высадкой; 2 – конический уплотнительный поясок;
 3 – муфта замка; 4 – упор замка в торец трубы; 5 – мелкая трубная резьба; 6 – высадка трубы внутрь

Таблица 1 – Общие сведения об основных типах отечественных труб для глубокого бурения

Название труб		Наружный диаметр (условный), мм	Примечания
условное	по ГОСТу или ТУ		
1-й тип	В	60, 73, 89, 102, 114, 127, 140, 168	* - только для труб с протекторным утолщением (ПД16Т) трубы ПК выпускаются диаметром 114 и 127 мм; ЛБТВК применяются с забойными двигателями и роторным способом; трубы для геологоразведочных работ имеют другие характеристики
2-й тип	Н	60, 73, 89, 102, 114, 140	
3-й тип	ВК	89, 102, 114, 127, 140	
4-й тип	НК	73, 89, 102, 114	
ТБПВ	П,ПК	73, 89, 102, 114, 127	
ЛБТ	Д16Т, ПД16Т	114, 129, 147, 170*	
ЛБТ	ЛБТВК	147, 103, 114, 129, 140	
ЛБТ	Беззамковые	90, 108, 127, 146	

Таблица 2 – Предел текучести для труб 1–4 типов

Параметр	Группы прочности						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
σ_T , МПа	373	490	539	637	735	882	980

Трубы бурильные с приваренными замками (ТБПВ). У таких труб отсутствует мелкая трубная резьба. На концах труб делается наружное утолщение под сварку. На одном конце замка имеется замковая резьба, а на другом – толстостенный хвостовик под сварку с трубной заготовкой. Сварка производится соосно для указанных деталей труб электроконтактным способом или трением. Согласно ТУ 14–3–1293–84 высадка на концах труб делается наружу и внутрь (комбинированная), поэтому по техническим условиям эти трубы имеют шифр ПК. Применение труб ПК требует учета увеличения

гидросопротивлений внутри труб за счет высадки внутрь. Длина труб П, ПК в среднем составляет 12,3 и 12,7 м с допуском до 0,9 м.

В таблице 3 приведены данные из технической характеристики труб ПК и П диаметром 114 и 127 мм.

Таблица 3 – Технические характеристики труб ПК и П диаметром 114 и 127 мм

Диаметр, мм		Тип труб	Внутренний диаметр высадки, мм.	Толщина стенки трубы, мм.	Масса, кг		
условный	согласно ТУ				1 м гладкой трубы	комплекта замков	Q _{выс}
114	114,3+1	П	92	9	23,3	49	6,8
127	127+1	П	104	9	26,2	48	7,0
114	114,3	ПК	76,2	8,56	22,31	51	4,0
114	114,3	ПК	69,8	10,92	27,84	52	8,0
127	127,0	ПК	88,9	9,19	26,71	62	7,6
127	127,0	ПК	76,2	12,70	35,79	64	7,0

Легкосплавные бурильные трубы. В институте "ВНИИТ–нефть" разработано несколько конструкций ЛБТ из разных сплавов. По совокупности свойств к производству приняты трубы из сплава Д16Т, в основу которого входит алюминий с добавками меди, магния и марганца. Плотность сплава Д16Т составляет 2780кг/м³.

По конструктивному исполнению выделяют термически обработанные трубы типа Д16Т, ЛБТВК, ПД16Т (с протекторным утолщением для снижения износа труб по наружному диаметру) и беззамковые ЛБТ.

Конструкция труб Д16Т принципиально не отличается от конструкции стальных труб 1 типа, а трубы ЛБТВК имеют такую же конструкцию, как трубы ВК (буква Т – термически «состарены»). Заготовка трубы выпрессовывается из порошка сплава Д16Т; затем на концах трубы (с высадкой внутрь) нарезается мелкая трубная резьба, покрывается уплотнительным составом и наворачивается облегченный замок из легированной стали. Присоединение замка осуществляют с его нагревом до 400°С при одновременном охлаждении тела трубы. В зоне работы клинового захвата трубы имеют небольшое утолщение.

Беззамковая труба полностью выпрессовывается из порошка сплава Д16Т с последующей нарезкой замковой резьбы на утолщенных концах трубы. Трубы пока не нашли массового спроса из-за быстрого износа замковой резьбы.

Длина ЛБТ находится в пределах 12,3–12,5м, а толщины стенок предусмотрены следующие: 9 мм – для труб диаметром 114 и 147 мм; 10 мм – для 114 мм; 11 мм – для 129 и 147 мм; 13 мм – для 147, 170 мм; 15 и 17 мм

– для труб диаметром 147 мм. Выпускаются также ЛБТ с dn = 54, 64, 73,

90, 103, 108 мм.

В связи с меньшими величинами плотности и модуля упругости сплава Д16Т, чем у стали, ЛБТ имеют ряд преимуществ по сравнению со стальными трубами. Так, снижаются: общий вес бурильной колонны, время СПО, транспортные расходы на перевозку труб, износ деталей подъемного оборудования. ЛБТ применяются вместо специальных не- магнитных труб, причем с ними можно эффективней управлять параметрами вибраций бурильного инструмента. С применением ЛБТ улучшаются условия работы буровой бригады.

Однако трубам Д16Т присущи и недостатки. Трубы ЛБТ сильно корродируют в средах с $pH > 10$, в солевых растворах и кислотах, применяемых при установке ванн при ликвидации прихватов.

ЛБТ в большей степени подвержены разрыву при гидроударах, чем стальные трубы. Прочность ЛБТ на растяжение резко снижается при одновременном приложении крутящего момента к ним, особенно с повышением температуры в скважине. Например, при температуре свыше $+150^{\circ}\text{C}$ ЛБТ применять нельзя.

При расчетах на прочность с ЛБТ следует принимать $\sigma_t = 255$ МПа для труб диаметром 114 мм и менее; $\sigma_t = 273$ МПа при трубах с $d_n > 114$ мм, а предел текучести для облегченных замков $\sigma_t = 980$ МПа.

Утяжеленные бурильные трубы.

УБТ необходимы для создания части осевой нагрузки на долото, в основном для динамической ее составляющей, для придания большей жесткости низу бурильной колонны. Последнее необходимо для проводки скважины в породах, в которых образуются большие каверны, и для проводки скважин согласно заданному направлению. Эти трубы толстостенные, вес 1 м их в несколько раз больше обычных бурильных труб. Применяются УБТ круглого наружного сечения, квадратного, профильного сечения (УБТ со спиральными канавками по длине трубы), в виде выпуклого треугольника и др. В нашей стране УБТ выпускаются в основном круглого сечения, горячекатаные и изготовляемые сверлением.

Замковые соединения бурильных труб. Для соединения бурильных труб между собой служат замковые соединения. Данные о замках приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Замковые соединения бурильных труб

Тип бурильных труб, с которыми применяются замки	Обозначение замка	Примечание
В	ЗН	1. Буквы Н, Ш, У соответственно обозначают: нормальное, широкопроходное и увеличенное отверстие в замке. 2. «К» - имеется конический уплотнительный поясок.
В, Н	ЗШ	
В, Н	ЗУ	
ВК	ЗШК	
НК	ЗУК	
П, ПК	ЗП	3. «П» - замок приварной.
Д16Т	ЗЛ	4. «Л» - облегченный замок для ЛБТ.
ЛБТВК	ЗЛК	5. Примеры обозначения замковой резьбы: 3-133; 3-147; 3-171.
Для электробурения	ЭБШ	

Практическое занятие № 2

Тема: **Изучение конструкций турбобуров.**

Цель работы: Изучить конструкции турбобуров.

Устройство рассмотрим на примере односекционного турбобура типа Т12МЗ, конструкция которого является одной из первых моделей, послуживших базой для конструкций почти всех современных турбобуров. Причем двигатель Т12МЗ, в свою очередь, является результатом многолетних разработок, начатых в 1923 г. Капелюшниковым М.А. и интенсивно продолженных в 1935–1936 гг. Шумиловым П.П. и др.

Турбобур состоит из невращаемых и вращаемых деталей (узлов).

Невращаемые узлы и детали: корпус двигателя, в котором сверху вниз в осевом направлении закреплены: распорная втулка, регулировочное кольцо, подпятники осевой опоры (верхней), статоры (100 комплектов), радиальные (средние) опоры, которые ставятся через 33 ступени турбинок и нижний переводник (ниппель), поджимающий в корпусе все указанные детали.

Вращаемые детали: вал турбобура, на котором закреплены (снизу вверх): втулка нижней опоры, упор для колец роторов турбинок, втулок радиальных опор, дисков и колец осевой опоры. Сверху на валу есть резьба: на нее накручивают гайку и поджимают на валу названные вращаемые

с валом детали. Верхняя часть гайки коническая и разрезная. На нее надевают обжимающий колпак, закрепляемый контрогайкой.

В радиальном направлении вращаемые и невращаемые детали имеют небольшой зазор, а осевая опора – люфт, отрегулированный на определенную величину. Таким образом, названные две группы деталей турбобура имеют степени свободы в осевом и радиальном направлении, а также вокруг оси, поэтому в общем случае выделяют статор и ротор турбины или турбобура. Так как осевая опора бывает расположенной сверху турбобура, например у Т12МЗ, то в этом случае опора сделана проточной.

Статор турбобура (рис. 2) через переводник крепится к бурильной колонне, а к нижней части вала ротора через переводник крепят долото, корпус которого совершает те же движения, что и нижняя часть вала турбобура. Когда между долотом и валом размещают калибраторы, маховики, удлинители, центраторы, амортизаторы, спецпереводники и др., характер движения долота меняется.

Другие типы турбобуров, в основном, отличаются количеством секций турбин и расположением осевых опор, поэтому работу турбобура, как машинного агрегата, работающего совместно со всем бурильным инструментом, можно рассматривать с применением схемы, приведенной на рис. 2, где показан секционный турбобур. Естественно, в турбобурах применяют разные типы турбин и др.

Турбобуры выпускают диаметром 240 мм, (215), 195, 172 и (127) мм. Разработаны конструкции турбобуров и с меньшими диаметрами для специальных работ, например, для забуривания новых скважин из обсаженных трубами скважин, но в последнем случае чаще применяют ВЗД.

Как отмечено выше, турбина турбобура включает несколько десятков (и сотен) отдельных турбинок, состоящих из статора и ротора.

Применяют пропеллерные турбинки лопастного типа. В роторе истаторе по окружности размещено одинаковое количество (до 30) лопаток с определенным изгибом (разные $G_{ц}$ и m_a) и высотой. В этой связи турбинки часто имеют шифр, в котором указывают количество лопаток и их высот в мм, например, 24/16,5; 30/16,5; 28/16. В турбобуре А7ПЗ турбинка имеет это же обозначение. Турбинки обычно изготавливают полностью из стали путем кокильного или точного литья. В последнем случае присваивают обозначение "ТЛ", которое входит в шифр турбобура. Лопатки турбинок отливают отдельно или совместно с корпусом турбинки.

Разработаны безободные турбинки и пластмассовые, полностью или частично. Специальная конструкция турбинок разработана для турбобуров с плавающими статорами (обод статора разрезной, имеется стопорное устройство, торцы турбинки профильные). У турбины А7ПЗ лопатки имеют поджатие с боков. Лопатки ГТ ("гидрорешетки торможения") – прямые.

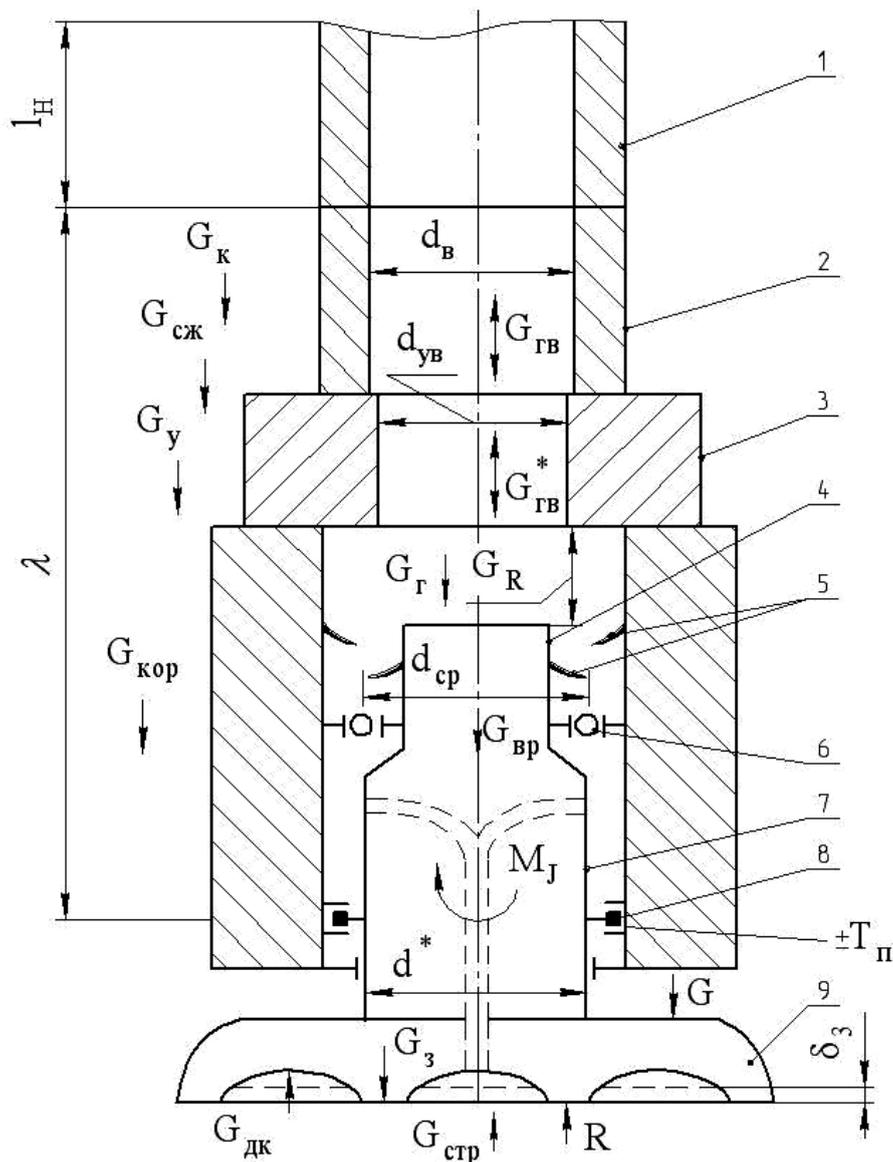


Рис. 2 Технологическая схема турбобура типа ТСШ с УБТ и сжатой частью БК на длине волны осевых вибраций λ : $G_K, G_{сж}, G_y$ — вес части БК, статора ГЗД и УБТ (m_i — соответствующие массы); $d_{сп}, d_2$ — средний диаметр турбинок и диаметр вала в месте уплотнения шпинделя, $d_2 \approx d_{сп}$; $T_{П}$ — осевое усилие на осевую опору ГЗД; $G_{стр}, G_{дж}$ — усилия от реактивного действия струи жидкости, выходящей из насадок долота и от сопротивлений при выходе жидкости из под долота; $G_{ГР}$ — гидравлическое усилие, действующее по площади $F_R = \pi(d_2^2 - d_{ув}^2)/4$; $d_{ув}$ — внутренний диаметр УБТ; 1, 2 — часть БК, которая находится в сжатом или нейтральном состоянии, 3 — УБТ; 4, 7 — вал турбобура; 5 — статоры и роторы турбины, 6, 8 — радиальная и осевая опоры турбобура, $\delta_з$ — величина осевой деформации породы; 9 — долото

Турбина, как часть турбобура, выполняет функцию преобразователя энергии, тогда как турбобур представляет собой машинный агрегат, который имеет свою маховую массу (массу ротора с присоединенными к нему элементами), при этом определенная энергия турбины расходуется на сопротивление не связанные с работой долота непосредственно на забое

скважины, причем только часть мощности ротора турбины (N_j) расходуема на преодоление G_d , поэтому характеристики турбобура и турбины различны. Необходимо помнить, что в основном на горизонтальном стенде мощность N_j можно почти полностью использовать для построения характеристики турбины и получить линейную зависимость момента на валу от частоты его вращения n , тогда как в скважине у турбобура такой полной зависимости нет.

Схемы лопаток турбинки представлены на рисунке 3.

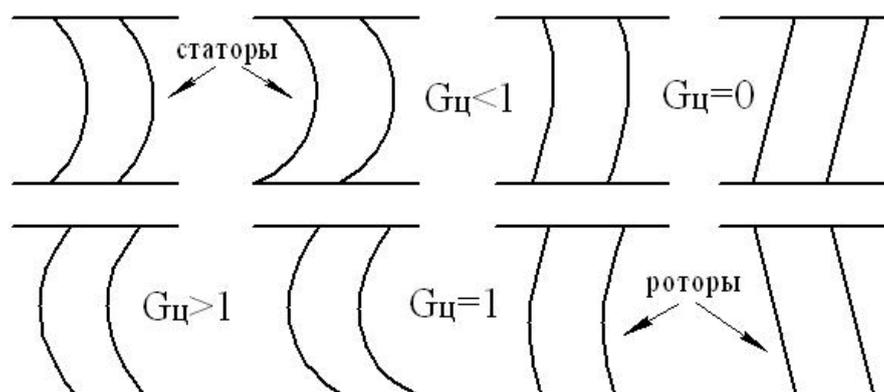


Рис. 3. Схемы лопаток турбинки
 $G_{ц}$ – коэффициент циркулятивности

Практическое занятие № 3

Тема: **Изучение конструктивных особенностей ВЗД.**

Цель работы: Изучить конструктивные особенности ВЗД.

Краткие сведения об устройстве винтового двигателя.

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) представляет собой планетарно– роторную гидравлическую машину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением. По сравнению с турбобурами ВЗД имеют ряд преимуществ:

- низкая частота вращения при увеличенном вращающем моменте;
- слабая зависимость частоты вращения от приложенного к валу ВЗД момента сопротивления долота (при постоянном значении расхода промывочной жидкости);
- возможен контроль за работой ВЗД по изменению давления на насосах, поскольку перепад давления двигателя пропорционален крутящему моменту на его валу.

ВЗД состоит из следующих основных узлов:

- рабочей пары, состоящей из стального ротора и обрешиненного статора;
- карданного вала;

- шпинделя, в корпусе которого установлен на многорядной осевой шаровой опоре и радиальных опорах вал шпинделя;
- переливного клапана.

Статор выполнен в виде стальной трубы с привулканизированной резиной обкладкой. На обкладке выполнены винтовые зубья левого направления.

Применение резины в качестве материала обкладки статора позволяет компенсировать погрешности изготовления ротора и статора. За ее счет создается необходимое уплотнение – натяг рабочей пары вследствие превышения диаметральных размеров ротора над соответствующими размерами статора. Сочетание резины и металла позволяет достичь высокой износостойкости рабочей пары при использовании буровых растворов, содержащих абразивные частицы.

Внутри статора с эксцентриситетом относительно его оси расположен ротор, имеющий наружные винтовые зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора.

Высота зубьев ротора и статора больше эксцентриситета. Поэтому в любом сечении ВЗД зубья ротора и статора имеют контакт, а между их поверхностями образованы винтовые полости (каналы). Выше перекрытия полости соединены с областью высокого давления внутри бурильной колонны, полости ниже перекрытия соединены с областью низкого давления.

Карданный вал предназначен для передачи крутящего момента и осевой гидравлической нагрузки на эксцентрично (планетарно) вращаемый ротор и на вал шпиндельной секции.

Осевая опора шпиндельной секции воспринимает нагрузку на долото и карданный вал, а резино–металлические радиальные опоры обеспечивают устойчивость вращения вала шпинделя.

Переливной клапан предназначен для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством при спуско–подъемных операциях в скважине. Применением клапана уменьшают гидродинамическое воздействие на пласт, устраняют холостое вращение двигателя при СПО и снижение уровня промывочной жидкости в скважине.

Принцип действия.

Промывочная: жидкость, поступающая под давлением в ВЗД от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор поворачивают относительно статора под действием гидравлических сил.

Ротор совершает планетарное движение, обкатываясь по зубьям статора. При этом ось ротора вращается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное движение по окружности радиуса равного эксцентриситету). Ротор по часовой стрелке совершает один оборот за число оборотов в переносном движении равном количеству зубьев ротора.

Таким образом, рабочая пара представляет собой планетарный редуктор, который обеспечивает снижение частоты вращения и повышение крутящего момента ВЗД.

Рабочая характеристика и технические данные винтового двигателя.

Основные показатели работы ВЗД при данном расходе промывочной жидкости (Q): вращающий момент ($M_{ВЗ}$); частота вращения вала (n); перепад давления в ВЗД ($P_{ВЗ}$); эффективная мощность ($N_{ВЗ}$) и КПД.

На рис. 4 приведена типичная схема устройства ВЗД. Винтовые двигатели имеют четыре характерных режима бурения.

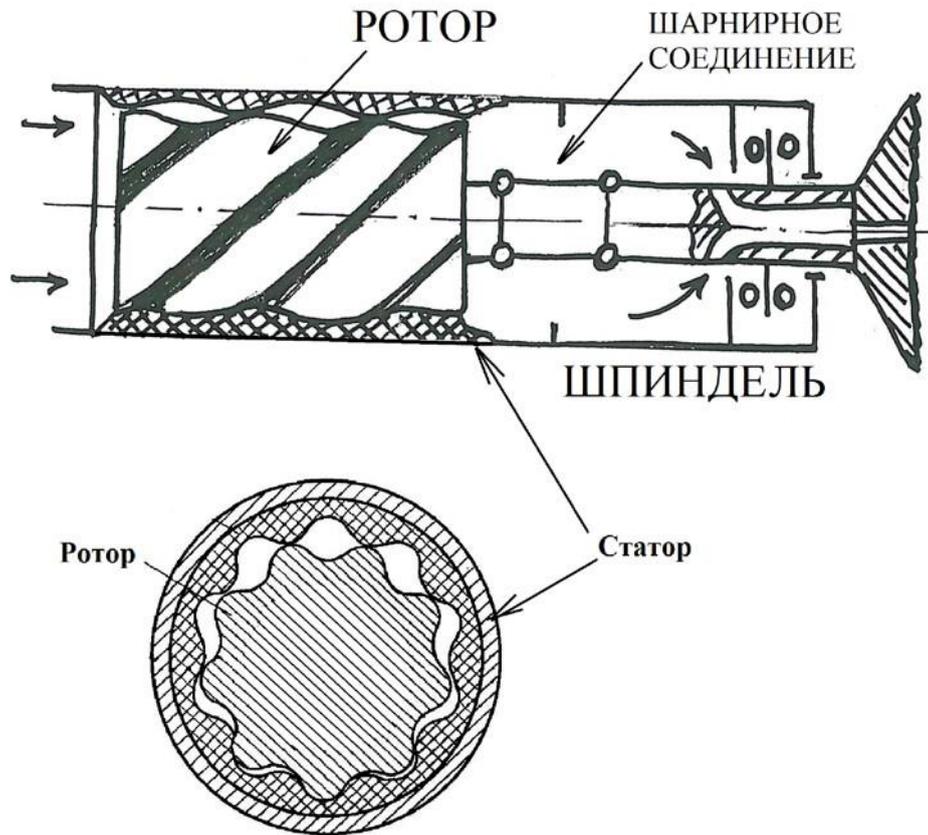


Рис. 4. Типичная характеристика ВЗД

Практическое занятие № 4

Тема: **Изучение технологических характеристик турбобуров и ВЗД и устройства роторно-шпиндельного способа бурения.**

Цель работы: Детальное изучение и построение новых вариантов технологических характеристик совместно с преподавателем.

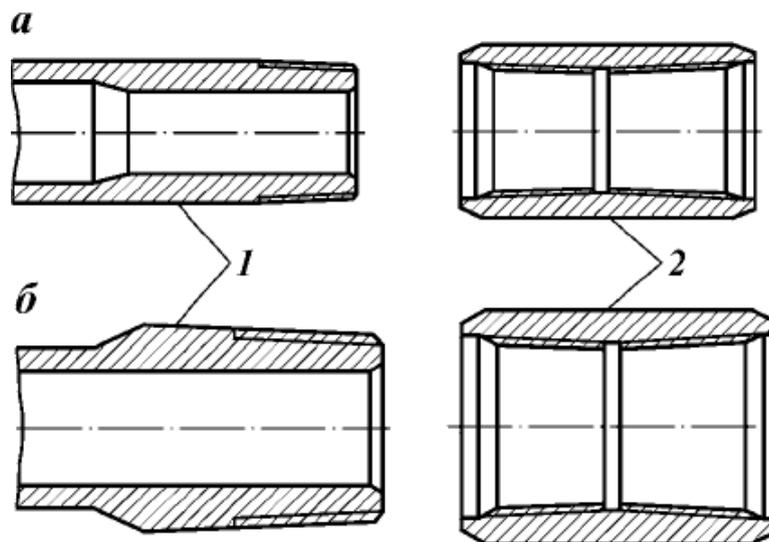
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назначение бурильной колонны.
2. Состав бурильной колонны.
3. Функции бурильной колонны при роторном бурении.
4. Функции бурильной колонны при бурении с ГЗД.
5. Основные типы труб.
6. Основные детали турбинной секции.
7. Основные детали шпиндельной секции.
8. Конструкция ступени турбины осевого типа.
9. Назначение и конструкции осевой опоры.
10. Назначение и устройство радиальных средних и нижних опор.
11. Основные преимущества и недостатки подшипников качения и резино-металлических опор скольжения.
12. Какие нагрузки действуют на осевую опору?
13. Как соединяются валы и корпуса секций турбобура?
14. Назначение шпинделя.
15. Причины остановок турбобура в процессе бурения и меры их устранения.
16. Какие основные показатели характеристики определяют работу турбобура? Назовите характерные режимы работы ГЗД.
17. Чем отличаются характеристики турбины турбобуров ТСШ и типа А?
18. Назначение и устройство ступеней ГТ.
19. Основные причины неисправностей в работе турбобуров.
20. Из каких основных частей состоит ВЗД?
21. Назовите материал обкладки статора ВЗД. С какой целью применяют этот материал?
22. Назначение и место установки карданного соединения.
23. Назначение переливного клапана
24. Преимущества ВЗД по сравнению с турбобурами.
25. Конструкция рабочей пары статор–ротор ВЗД.
26. Принцип действия ВЗД.
27. Какие основные показатели характеристики определяют работу ВЗД? Назовите характерные режимы работы ВЗД.
28. Какие основные причины неисправности ВЗД? Назовите способы их устранения

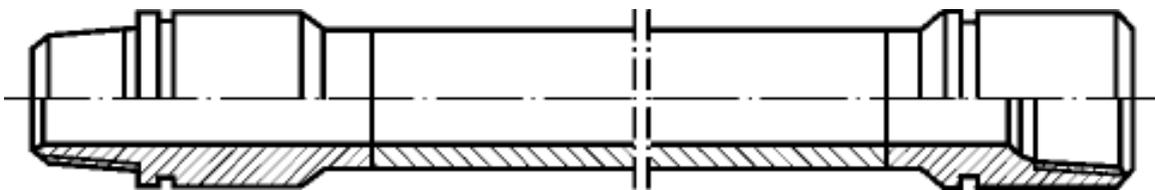
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кулябин, Г.А., Кулябин А.Г., Семенов А.Ф. Технология углубления скважин с учетом динамики процес– сов [Текст] : учебн. пособ. /Г.А. Кулябин, А.Г. Кулябин, А.Ф. Семенов. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2011.–200 с.
2. Кулябин Г.А., Долгушин В.В. Совершенствование моделей характеристик гидравлических забойных двигателей. //Известия вузов. Нефть и газ.- Тюмень, 2008.- №3. - С. 11-17.
3. Кулябин Г.А., Долгушин В.В. Модели характеристик турбобура и взд при реализации подведенной к ним энергии// НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2008.- №7. – С. 34-37.
4. Кулябин Г.А., Долгушин В.В. К совершенствованию конструкций элементов буровых долот и повышению эффективности углубления скважин. //Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, 2007. - №5. - С. 24-29.

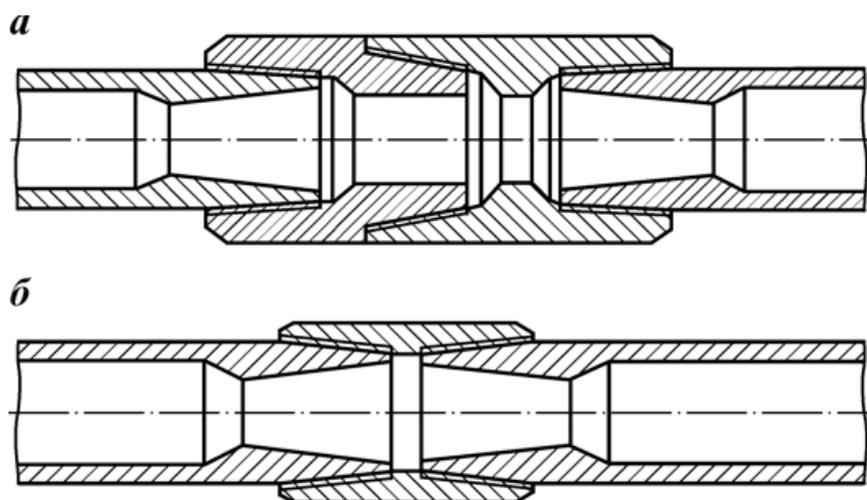
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ



Бурильные трубы: а – с высаженными внутрь концами; б – с высаженными наружу концами; 1 – труба, 2 – муфта соединительная для коротких труб



Бурильная труба с приваренными соединительными концами

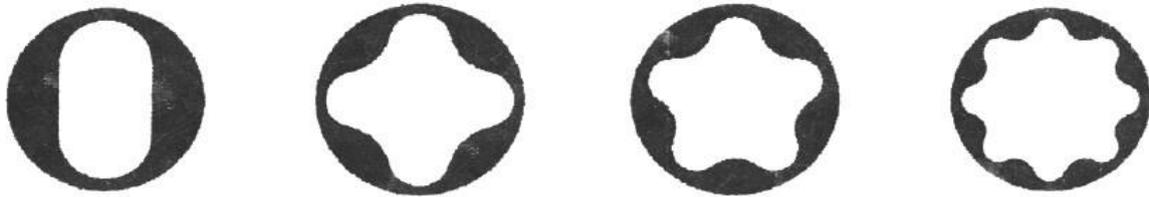


Соединение бурильных труб с высаженными концами: а – замками; б – муфтой (для коротких труб)

Роторы



Статоры (эластичные обкладки)



1:2

3:4

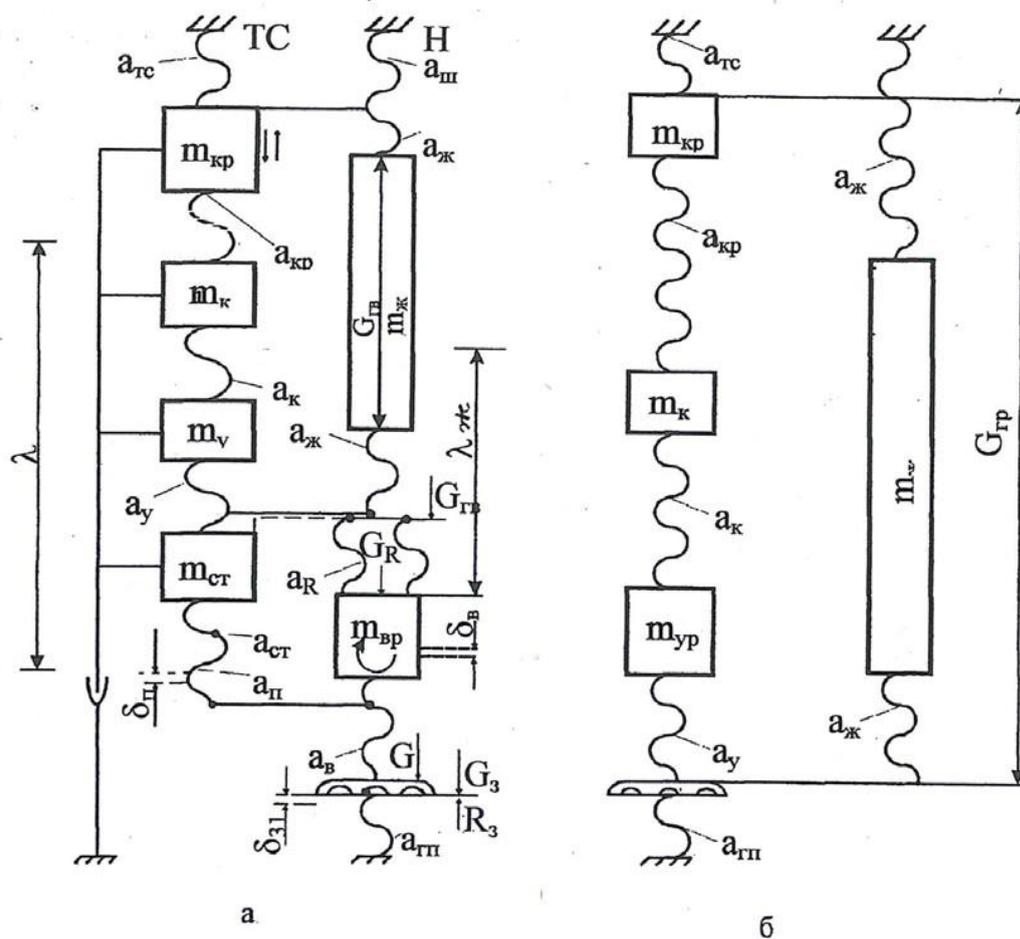
4:5

7:8



Статор с эластичной обкладкой

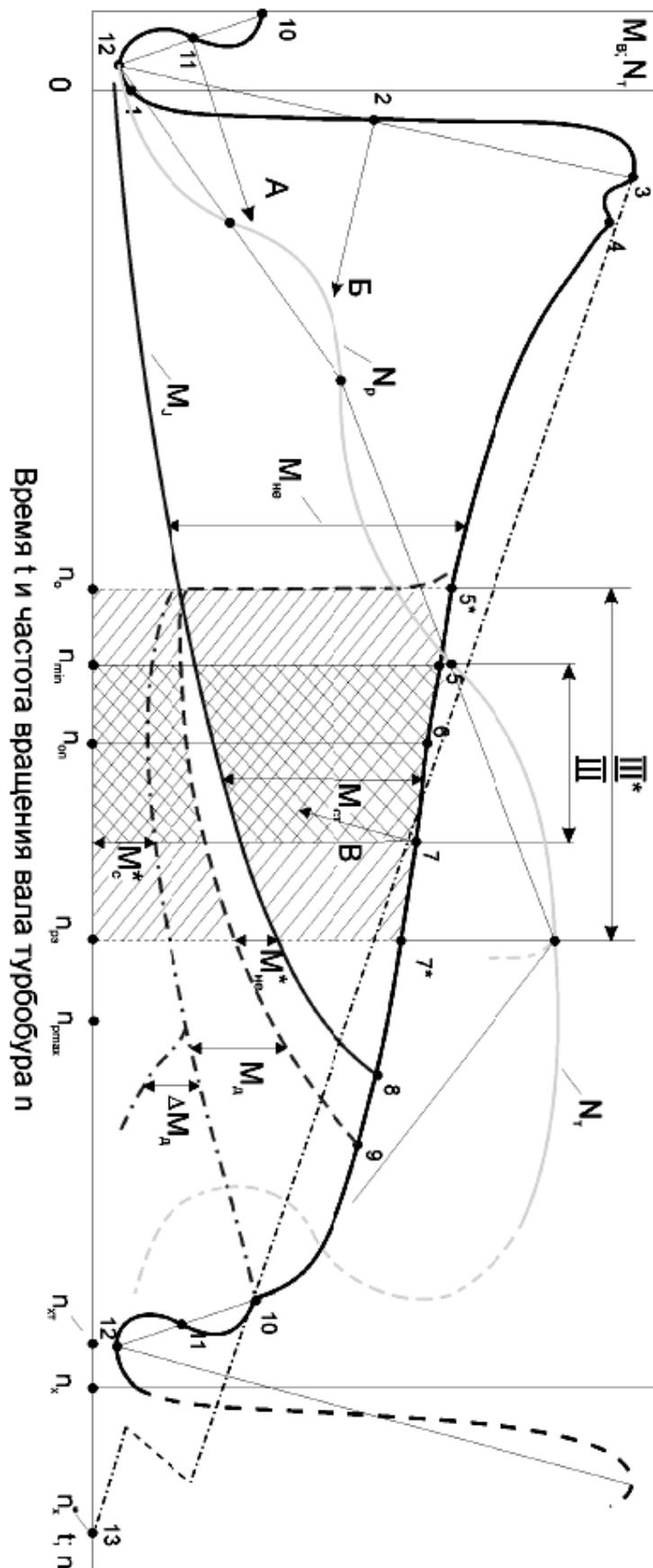
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 СХЕМА СВЯЗИ ЭЛЕМЕНТОВ БИ И ПОТОКА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПО ЖЕСТКОСТИ ВДОЛЬ ОСТ БИ

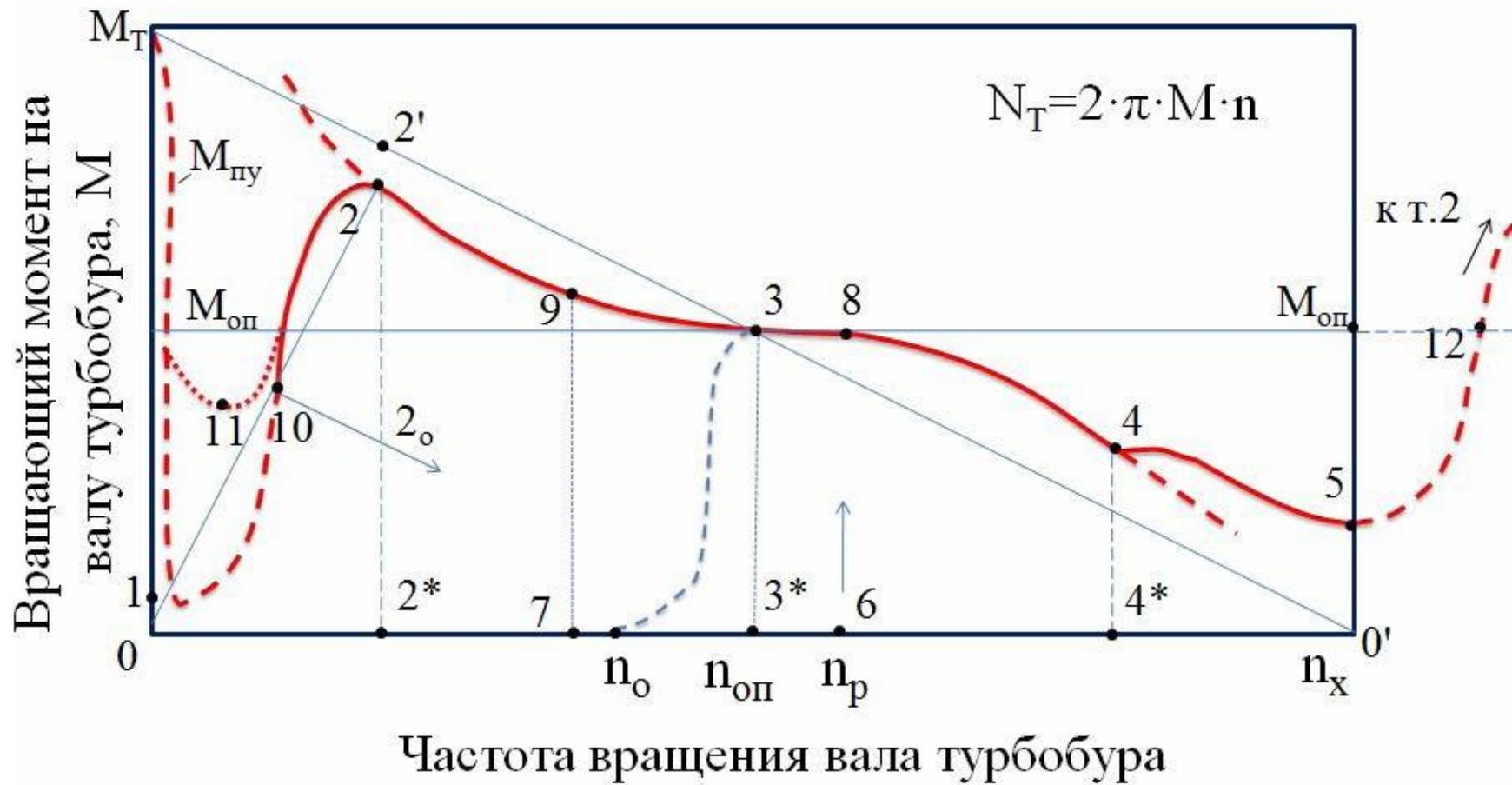


а – при бурении с ГЗД; б – при роторном бурении;
 G, G_3 – осевые нагрузки на долото и забой скважины;
 $G_R = G_T - G_{TB}$; G_T, G_{TB} – гидравлические усилия на вал ГЗД и внутри колонны;
 R_3 – реакция забоя;
 $m_{кр}, m_k, m_y, m_{ст}, m_{вр}, m_ж$ – масса: растянутой и сжатой частей колонны, УБТ, статора и ротора ГЗД, промывочной жидкости;
 $a_{кр}, a_k, a_y, a_{ст}, a_{вр}, a_ж$ – жесткости тех же элементов: $a_{тс}, a_{п}, a_{пн}, a_R$ – жесткости талевой системы (тс), осевой опоры ГЗД, породы и жидкости между нижним торцом УБТ и валом ГЗД;
 $a_{ш}$ – жесткость системы от вертлюга до бурового насоса – н,
 $\lambda, \lambda_ж$ – длины волн вибрации в колонне и потоке жидкости;
 $\delta_{в}, \delta_{31}, \delta_n$ – осевые деформации вала (ротора) двигателя и породы под зубом долота и осевой опоры турбобура;
 $m_{ур} - m_y$ – для роторного бурения.

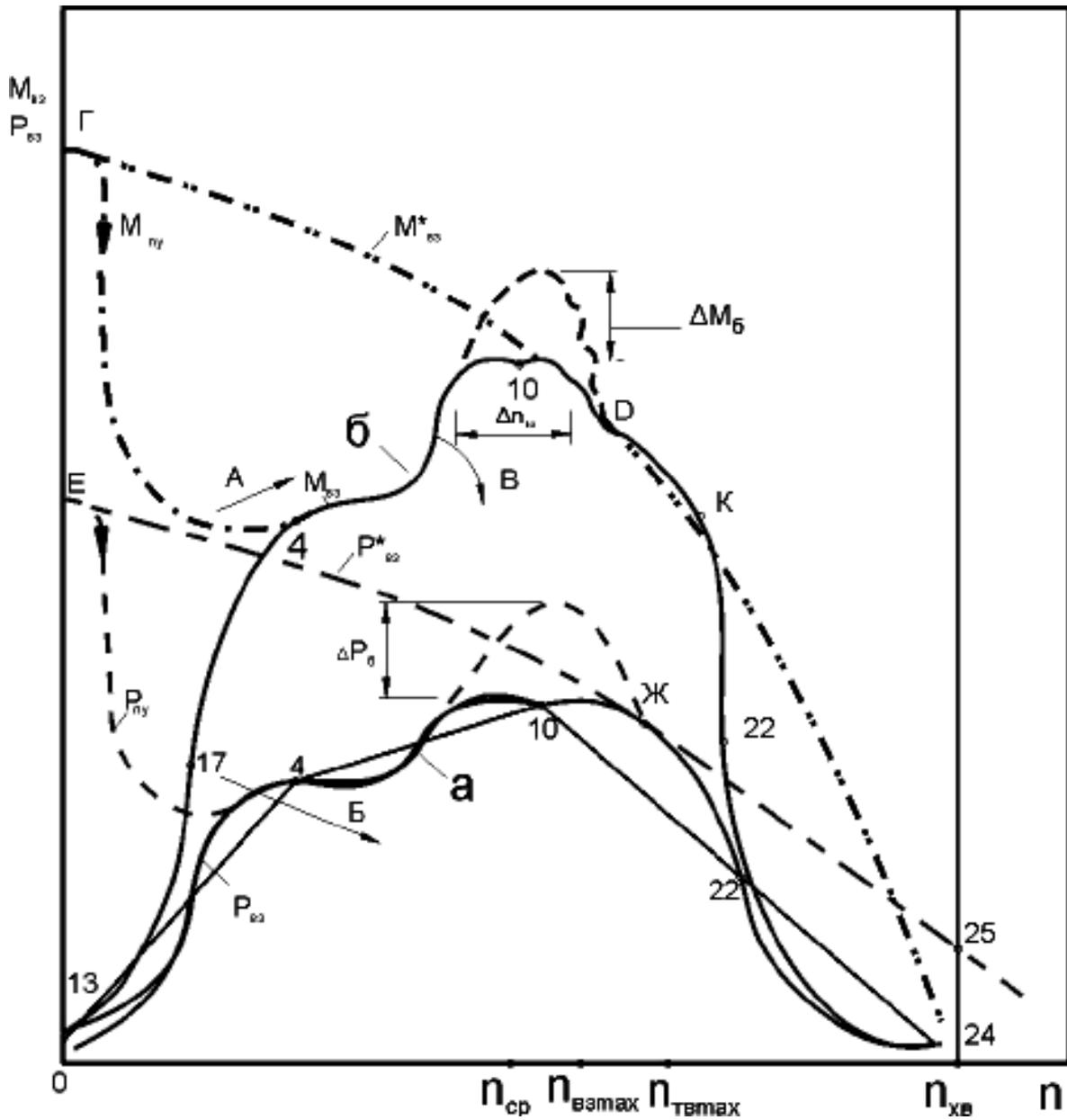
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОБУРА

Вращающий момент M_b и мощность N_t





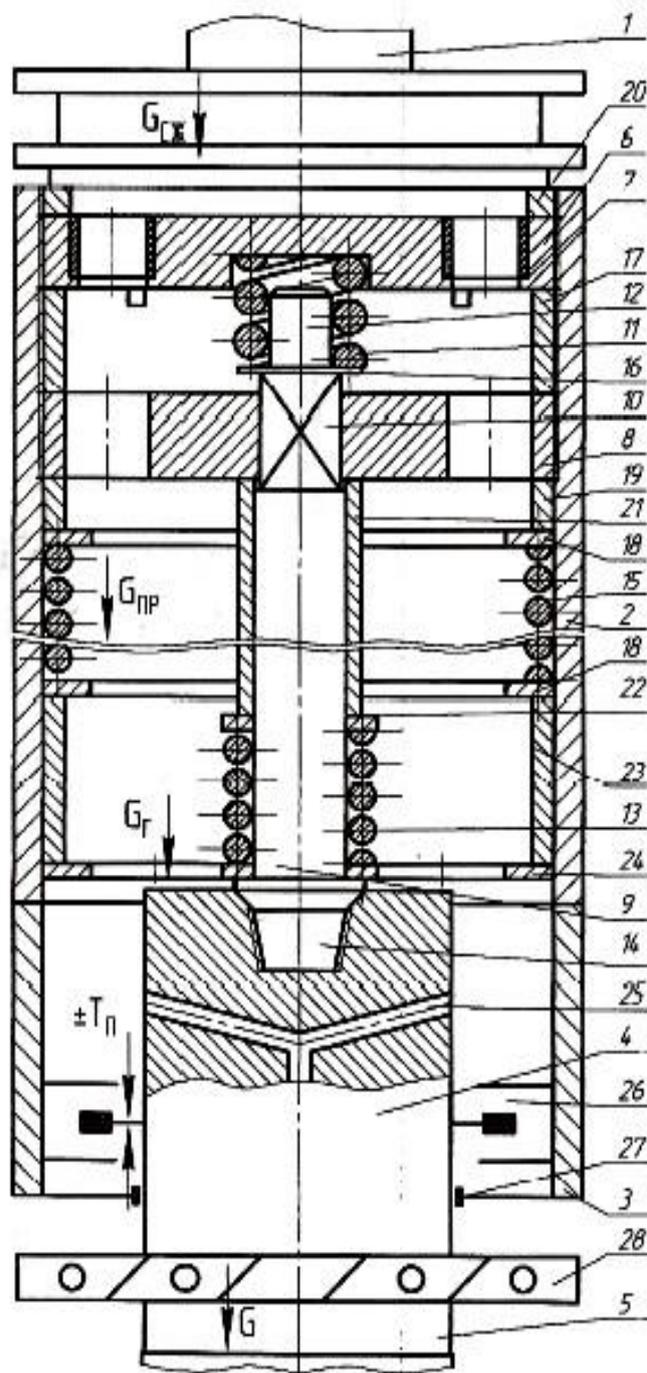
ПРИЛОЖЕНИЕ 5
СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЗД



а – $M_{вз}=f(n)$; б - $P_{вз}=f(n)$; $M_{п\dot{y}}$, $P_{п\dot{y}}$ – пусковые момент и $P_{вз}$; $\Delta n_{р}$ – диапазон рабочих частот $n_{р}$; $M_{вз}^*$, $P_{вз}^*$ – упрощенные $M_{вз}=f(n)$ и $P_{вз}=f(n)$

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ РОТОРНО-ШПИНДЕЛЬНОГО
БУРЕНИЯ СКВАЖИН**



$G_{сж}$, $G_{пр}$, $T_{п}$ - осевые усилия от веса сжатой части буровой колонны, от пружины и на осевую опору; G_r , G - гидравлическое усилие на вал устройства и осевая нагрузка на долото

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Практические занятия оцениваются в два этапа:

- 1). Проведение непосредственно самой практической работы.
- 2). Защита теоретических знаний, относящихся к практической работе.

Практические занятия оцениваются по пятибалльной системе:

- Оценка в «5 баллов» выставляется в том случае, если студент глубоко и прочно освоил суть практической работы, умеет тесно связывать теорию с практикой. Проведение практической работы выполнено без каких-либо нарушений, защита теоретической части изложено исчерпывающе полно, последовательно, четко и логически стройно.

- Оценка в «4 балла» выставляется тогда, когда студент освоил суть практической работы, при проведении которой не было обнаружено каких-либо грубых нарушений. Защита теоретической части изложено грамотно, без существенных неточностей.

- Оценка в «3 балла» выставляется, если студент имеет знания основного теоретического материала, но не усвоил его деталей. В ходе практической работы обнаружены какие-либо неточности.

- Оценка в «2 балла и ниже» выставляется тогда, когда студент не знает значительную часть или вообще не знает теоретический материал. Практические работы проводились неуверенно и с большими затруднениями, а при защите теоретических знаний допущены существенные ошибки.

Учебное издание

**ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ЭЛЕМЕНТОВ БУ-
РИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ
ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ (ТУРБОБУРЫ, ВЗД)**

Методические указания к практическим работам

Составители **Кулябин** Геннадий Андреевич
Бастриков Сергей Николаевич
Леонтьев Дмитрий Сергеевич
Распопова Марина Валерьевна

Подписано в печать _____. Формат _____. Печ. л. _____.

Тираж _____ экз. Заказ № _____.

Библиотечно–издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного учре-
ждения высшего профессионального образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно–издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.