

В.В. ПЕТРУХИН, С.В. ПЕТРУХИН

СПРАВОЧНИК ПО ГАЗОПРОМЫСЛОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ



«Инфра-Инженерия»



**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

В.В. ПЕТРУХИН , С.В. ПЕТРУХИН

СПРАВОЧНИК ПО ГАЗОПРОМЫСЛОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Учебно-практическое пособие

**Инфра-Инженерия
Москва
2010**

УДК 622.323
ББК 33.361.6
ПЗ1

Р е ц е н з е н т ы:

Карнауков М.Л. - доктор технических наук профессор (заведующий кафедрой разработки газовых и газоконденсатных месторождений ТюмГНГУ).

Грегов А.А. - заместитель начальника отдела главного механика по машиностроению ОАО "Сургутнефтегаз".

ПЕТРУХИН В.В., ПЕТРУХИН С.В.

П 31 Справочник по газопромысловому оборудованию. - М.: Инфра-Инженерия, 2010. - 928 с.

ISBN 978-5-9729-0032-9

Рассмотрены технологические процессы добычи, сбора, подготовки и транспортирования природного газа в условиях промысла. Описаны назначение, устройство, технические характеристики оборудования для добычи, сбора и подготовки газа на промыслах, оборудования трубопроводов. Приведены схемы, технические характеристики наземного оборудования, коммуникаций, запорной арматуры, устройств, входящих в комплекс объектов для технологических процессов.

Справочник предназначен для инженерно-технических работников, занятых проектированием, строительством и эксплуатацией объектов газовых промыслов и транспорта газа, а также для студентов нефтяных и газовых специальностей.

© Петрухин В.В., Петрухин С.В., авторы, 2010
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2010

ISBN 978-5-9729-0032-9

ГЛАВА I

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1.1. ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЗАКОНЧЕННОЙ БУРЕНИЕМ

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида с поверхности земли бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для следующих целей: движения газа из пласта в поверхностные установки промысла; защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов; разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов друг от друга; предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах может достигать 100 МПа и выше, температура газа 523 К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

Скважины являются дорогостоящими капитальными сооружениями. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60-80% в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

В зависимости от назначения скважины разделяются на:

- **опорные скважины** бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориально-

го распределения отложений, благоприятных для нефтегазо-накопления. В процессе бурения и в период заканчивания в этих скважинах производят полный комплекс промыслово-геофизических исследований, по результатам которых дают прогнозную оценку запасов нефти и газа;

- **параметрические скважины** бурят с целью изучения глубинного строения и сравнительной газоносности возможных зон газонакопления, для ускорения поисковых работ и снижения их стоимости без ущерба для решения основных геологических задач. Отбор керна сокращен;

- **поисковые скважины** предназначены для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях. При вскрытии продуктивных горизонтов и на границах стратиграфических разделов предусматриваются сплошной отбор керна, комплекс промыслово-геофизических исследований и испытание возможно продуктивных горизонтов;

- **разведочные скважины** бурят на площадях, газоносность которых подтверждена поисковым бурением. При предварительной разведке делают оценку промышленного значения месторождения (залежи) и составляют технико-экономическое обоснование целесообразности его разведки. При бурении таких скважин предусматривается отбор керна в пределах продуктивных горизонтов, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований, а также пробная эксплуатация. Продуктивные разведочные скважины на месторождениях, вводимых в разработку, передают в фонд эксплуатационных;

- **эксплуатационные скважины** предназначены для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения. В эту категорию входят также **нагнетательные скважины**, служащие для закачки в продуктивный объект воды, газа; **оценочные** - для оценки коллекторов продуктивных горизонтов; **наблюдательные и пьезометрические** - для наблюдения за изменением давления водогазонефтяного контакта в процессе эксплуатации месторождения;

- **специальные скважины** бурят для: сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа; проведения специальных работ по интенсификации притока; разведки и добычи технической воды и т. д.

Для разобщения пластов, предотвращения обвалов стенок скважины, предотвращения поглощений и проявлений в сква-

жину спускаются обсадные трубы. В пространство между трубами и стенками скважин закачивается цементный раствор.

Долговечность работы и стоимость строительства скважин во многом определяются их конструкциями.

Расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины спуска, высоты подъема цементного раствора, диаметра долот, которыми ведется бурение под каждую колонну, называется конструкцией скважины.

Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем, поднимаемым за трубами на определенную высоту.

Ствол скважины сложен горными породами, отличающимися друг от друга литологическими, физико-механическими свойствами, видом насыщающих жидкостей, коэффициентами аномальности пластовых давлений и другими характеристиками.

В процессе бурения ствол скважины может проходить через неустойчивые, склонные к обрушению породы, поглощающие или проявляющие горизонты. В таких случаях трудно обеспечить рациональный режим проходки всех горизонтов.

Для обеспечения необходимых условий успешного строительства скважины и выполнения поставленных задач ее ствол крепится одной или несколькими обсадными колоннами.

Обсадные колонны должны обеспечивать разобщение и изоляцию пластов с различными коэффициентами аномальности, предотвращение разрушения стенок скважины, сложенных неустойчивыми породами.

Каждая колонна, входящая в колонну скважины, имеет свое назначение.

Число обсадных колонн, глубина их спуска, диаметры колонн и скважины, интервалы цементирования колонн - все это в совокупности характеризует конструкцию скважин.

Спускаемые в скважину обсадные колонны различны по диаметру.

Направление - внешняя обсадная колонна большого диаметра и длиной 20-40 м, предназначенная для предотвращения размыва рыхлых верхних слоев пород.

Кондуктор - обсадная колонна, предназначенная для перекрытия неглубоко залегающих зон осложнений и крепления направления. Может спускаться до 400—500 м. Если кондуктор оборудуется противовыбросовой арматурой, то минимальную глубину установки башмака кондуктора (или промежуточ-

ной колонны) рассчитывают из условия предупреждения гидроразрыва при возможных ликвидациях газопроявлений.

Эксплуатационная колонна - последняя внутренняя обсадная колонна труб, предназначенная для изоляции стенок скважины от проницаемых горизонтов. Она выполняет роль долговременного герметичного канала, внутри которого по лифтовым трубам транспортируется на поверхность пластовый флюид.

Промежуточная колонна - обсадная колонна, спущенная между кондуктором и эксплуатационной колонной и служащая для перекрытия зон осложнений или горизонтов, которые расположены выше проектной глубины.

Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов, в частности от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений (рис. 1.1).

Физические свойства газа - плотность и вязкость, их изменение в зависимости от давления и температуры существенно отличается от изменения плотности и вязкости нефти и воды. Во многих случаях плотность газа значительно меньше плотности нефти и воды, а коэффициент динамической вязкости газа в 50-100 раз меньше, чем у воды и нефти.

Различие плотностей газа и жидкостей вызывает необходимость спуска кондуктора в газовых скважинах на большую глубину, чем в нефтяных, для предотвращения разрыва газом горных пород, загрязнения водоносных горизонтов питьевой воды, выхода газа на дневную поверхность.

Малая вязкость газа вызывает необходимость принимать особые меры по созданию герметичности как обсадных колонн, так и межтрубного пространства газовых скважин.

Герметичность колонн обсадных труб достигается различными способами: применением резьбовых соединений на концах труб и муфтах со специальной трапецеидальной формой поперечного сечения с тефлоновыми уплотнительными кольцами, использованием фторопластовой уплотнительной ленты, герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа УС-1, ГС-1. Герметичность заколонно-

го пространства скважин обеспечивается применением цемента определенных марок, дающих газонепроницаемый, трещиностойкий цементный камень.

Трубы обсадные

Трубы обсадные предназначены для крепления нефтяных и газовых скважин.

По точности и качеству изготавливаются в двух исполнениях А и Б, по видам соединений:

- с короткой и удлиненной треугольной резьбой и трапецидальной резьбой (ОТТМ, ОТТГ) по ГОСТ 632-80, API 5CT;
- с уплотнением резьбового соединения лентой ФУМ по ТУ 14-3-514-76;
- равнопроходные с резьбой «Батресс» по ТУ 14-161-169-96;
- с резьбой «Батресс» по ТУ 14-161-175-98, API 5CT.

По эксплуатационным характеристикам трубы изготавливаются в обычном исполнении по *ГОСТ 632-80* и с повышенной пластичностью и хладостойкостью по ТУ 14-3-1736-90.

По длине трубы изготавливаются от 6 до 13 м, основная длина 9,5-12 м. Количество труб короче 9,5 м по нормам ГОСТ 632-80. Проводятся обязательные испытания: на растяжение, на сплющивание, гидроиспытание.

Трубы также выпускаются по следующим техническим условиям (ТУ):

ТУ 14-3-461-76. Трубы обсадные под контактную сварку. Трубы поставляются группы прочности Е. Испытания согласно *ГОСТ 632-80*. Трубы поставляются без резьбы и без муфт.

ТУ 14-3-1667-89. Трубы обсадные стальные с узлом уплотнения из полимерного материала. Каждая труба поставляется с муфтой со вставленными уплотнительными кольцами. Испытания согласно *ГОСТ 632-80*.

ТУ 14-3-1811-91. Трубы обсадные и муфты к ним с улучшенными характеристиками. Группы прочности Д, К, Е, Л, М.

ТУ 14-3-1813-91. Трубы обсадные и муфты к ним для водяных скважин. Группы прочности С, Д, К, Е. Испытания по *ГОСТ 632-80*. Трубы и муфты к ним изготавливаются с треугольной резьбой.

ТУ 14-161-149-94. Трубы обсадные и муфты к ним сероводородостойкие и хладостойкие. Трубы изготавливаются с резьбой: треугольной, ОТТМ, ОТТГ, «Батресс».

ТУ 14-161-162-95. Трубы обсадные и муфты к ним для обу-

Таблица 1.1

Тип труб, группа прочности												
Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм		ГОСТ 632-80, ТУ 14-3-1667-89, API5CT, ТУ 14-161-175-93, ТУ 14-161-169-96		ТУ 14-3-1736-90				ТУ 14-3-514-76		ТУ 14-161-149-94	
			исполнение		исполнение		исполнение		исполнение			
А		Б		А		Б		А		Б		
114	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ, ОТТ, "Ватресс"	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ, ОТТ, "Ватресс"	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ, ОТТ, "Ватресс"
	Д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	5,7	Д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	6,4	Д	ДКЕЛМ	ДКЕ	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	7,4	-	ДКЕЛМР	ДКЕ	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	8,6	-	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
127	10,2	-	ЛМР	-	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	5,6	Д	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	6,4	Д	ДКЕЛМ	ДКЕ	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	7,5	Д	ДКЕЛМР	ДКЕЛ	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	9,2	-	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	10,2	-	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс

Окончание табл. 1.1

Условный диаметр трубы, мм		Тип труб, группа прочности									
		ГОСТ 632-80, ТУ 14-3-1667-89, API5CT, ТУ 14-161-175-93, ТУ 14-161-169-96				ТУ 14-3-1736-90				ТУ 14-3-514-76	
		исполнение				исполнение				исполнение	
		А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
Толщина стенки, мм		с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ, ОТТ, "Баррес"	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ, ОТТ, "Баррес"	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	ОТМ	с короткой и удлиненной треугольной резьбой	с короткой и удлиненной треугольной резьбой
140	6,2	Д	Д	ДКЕ	-	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	7,0	Д	ДЕЛМ	ДКЕ	-	Д	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	Д	ДКсЕс
	7,7	Д	ДЕЛМР	ДКЕЛ	ДКЕЛМР	Д	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	Д	ДКсЕс
	9,2	-	ДЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	Д	ДКсЕс
	10,5	-	ДЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	-	ДКсЕс
146	6,5	Д	Д	ДКЕ	-	Д	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	Д	ДКсЕс
	7,0	Д	Д	ДКЕ	-	Д	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	Д	ДКсЕс
	7,7	Д	ДЕЛМ	ДКЕ	ДКЕЛМР	Д	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	Д	ДКсЕс
	8,5	-	ДЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	9,5	-	ДЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	-	-	-	-	ДКсЕс
	10,7	-	ДЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	-	ДКЕ	ДКЕ	ДКЕ	-	ДКсЕс

строительства скважин. Трубы и муфты к ним изготавливаются с треугольной, трапецеидальной резьбой - ОТТМ или «Батресс». Трубы изготавливаются группы прочности Д следующих размеров: 114х6,4; 114х7,4; 114х8,6; 114х10,2; 114х10,5 мм.

ТУ 14-161-163-93. Трубы обсадные диаметром 102, 110 мм с муфтами уменьшенного размера. Трубы изготавливаются групп прочности Д, Е, Л, М следующих размеров: 102х6,5; 110х6,5 мм.

ТУ 14-161-169-96. Трубы стальные обсадные равнопроходные и муфты к ним. Трубы изготавливаются групп прочности Д, Е, К, Л, М следующих размеров: 146,1х7,0; 146,1х7,7; 146,1х8,5; 146,1х8,9 мм.

ТУ 14-161-175-98. Трубы стальные обсадные и муфты к ним (с резьбой «Батресс») размеры труб 114,3х6,4; 114х7,4; 114х8,6; 127х6,4; 127х7,5; 127х9,2; 139,7х7,0; 139,7х7,7; 139,7х9,2; 146,1х7,0; 146,1х7,7; 146,1х8,5; 146,1х9,5; 146,1х10,7 мм.

API 5CT групп: А40, J55, K55, N80, L80, C90, C95, T95, P110. Трубы поставляются с монограммой : (лицензия N 5СТ-0427).

По соглашению трубы могут изготавливаться всех групп прочности вплоть до Р и Т, коррозионностойкими для сред с низким содержанием сероводорода, а также в электросварном варианте по ТУ 39.0147016-40-93 (резьба «Батресс») или по ТУ 14-3-1487-87 (резьба ОТТМ).

Т а б л и ц а 1.2

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали групп прочности						
	Д, исполнение		К испол- нение Б	Е	Л	М	Р
	А	Б					
Временное сопротивление σ_b , не менее, МПа (кгс/см ²)	655 (66,8)	637 (65,0)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	862 (87,9)	1000 (101,9)
Предел текучести σ_t , не менее, МПа (кгс/мм ²)	379 (38,7)	373 (38,0)	490 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)	758 (77,3)	930 (94,9)
не более, МПа (кгс/мм ²)	552 (56,2)	-	-	758 (77,3)	862 (87,9)	965 (98,4)	1137 (116,0)
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	10,8	9,5

Сортамент и группы прочности приведены в таблице 1.1. Механические свойства приведены в таблице 1.2.

1.2. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

1.2.1. Оборудование обвязки обсадных колонн

Оборудование устья газовой скважины предназначено для соединения верхних концов обсадных колонн и фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования, осуществления мероприятий по контролю и регулированию технологического режима эксплуатации скважин. Оно состоит из трех частей: колонной головки, трубной головки и фонтанной елки.

Колонная головка (оборудование обвязки обсадных колонн) служит для обвязки между собой обсадных колонн, спущен-

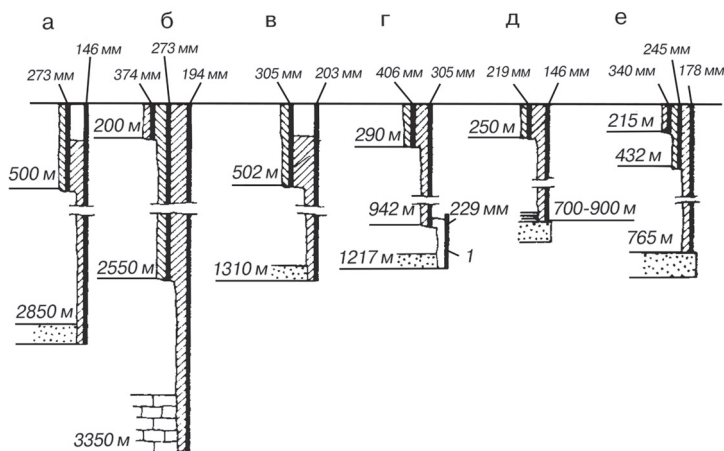


Рис. 1.1. Конструкции скважин на газовых, газоконденсатных месторождениях и подземных хранилищах газа:

а - Майкопское газоконденсатное месторождение (скв. 37), 146-мм обсадная колонна (сварная); б - Вуктыльское газоконденсатное месторождение; в - Уренгойское газоконденсатное месторождение (высокодебитная скв. 22); г - Медвежье газовое месторождение (высокодебитная скв.18), 1 - хвостовик; д - ПХГ 1; е - ПХГ 2

ных в скважину, и герметизирует межтрубное пространство между ними.

На колонную головку, в период эксплуатации нефтяных и газовых скважин, устанавливают устьевое оборудование, соответствующее принятому способу эксплуатации.

Оборудование обвязки обсадных колонн предназначено для подвешивания обсадных колонн, герметизации и разобщения межколонных пространств, проведения ряда технологических операций, установки противовыбросового оборудования (в процессе бурения) и фонтанной арматуры (в процессе эксплуатации).

По условиям эксплуатации оборудование подразделяется на три группы: для умеренного макроклиматического района — некоррозионной и коррозионной сред; для холодного макроклиматического района и некоррозионной среды.

В шифре колонных обвязок приняты следующие обозначения: О - обвязка, К - колонна, К или М - способ подвешивания колонн (соответственно на клиньях или на муфте), 1, 2, 3 и т. д. - число подвешиваемых колонн (без учета колонны кондуктора), первое число - рабочее давление, второе число - диаметр эксплуатационной колонны в мм, третье число - диаметр технической колонны, четвертое число - диаметр колонны кондуктора в мм, ХЛ - климатическое исполнение для холодного района, исполнение по коррозионной стойкости:

К2 - для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 6%;

К3 - для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 25%;

К2И - для колонных обвязок, изготовленных из легированной и низкоуглеродистой стали с применением ингибитора в скважине.

Например, оборудование обвязки обсадных колонн с клиневой подвеской двух колонн (без учета колонны кондуктора) диаметром 140 и 219 мм на рабочее давление 35 МПа в коррозионностойком исполнении для сред, содержащих H_2S и CO_2 до 6%:

ОКК2-350-140Х219Х426К2.

Различают следующие типы оборудования обвязки обсадных колонн:

- ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб;
- ОКК с клиневой подвеской обсадных труб.

Конструкция оборудования позволяет восстанавливать нарушенную герметизацию межколонного кольцевого пространства путем нагнетания специальных паст или самотвердеющих пластиков.

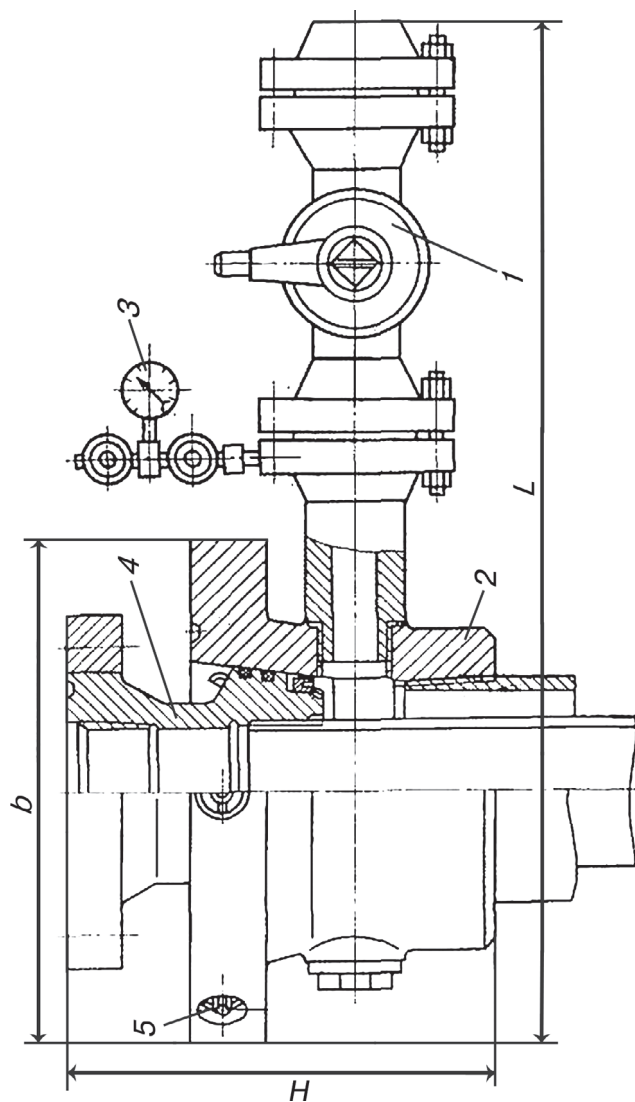


Рис. 1.2. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ:

1 - кран пробковый проходной типа КППС; 2 - корпус;
3 - манометр; 4 - муфтовая подвеска; 5 - стопорный винт

Таблица 1.3

Технические характеристики оборудования типа ОКМ

Оборудование обвязки	ОК1-140-140Х219 ОКМ1-140-146Х219 ОКМ1-140-140Х245 ОКМ-140-146Х245 ОКМ1-140-186Х245
Запорное устройство	Кран пробковый со смазкой КППС-65Х 140
Габаритные размеры, мм	1050х510х450
Масса комплекта, кг	355 - 380

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКМ (рис. 1.2) рассчитано на давление 14 МПа. Оно состоит из корпуса, муфтовой подвески, стопорных винтов, пробкового крана и манометра. Обвязка эксплуатационной колонны осуществляется с помощью муфтовой подвески.

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК (рис. 1.3) рассчитано на давление 21, 35 и 70 МПа. Оно предназначено для подвешивания двух и более обсадных колонн кондуктора (на резьбе или на сварке), технических и эксплуатационной, а также для герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнений.

Оборудование типа ОКК состоит из отдельных сборочных единиц - колонных головок. Нижняя колонная головка (ГНК), присоединяемая непосредственно к верхнему концу обсадной колонны (кондуктору), выпускается в трех исполнениях:

- исполнение 1 – присоединение к обсадной колонне с помощью внутренней резьбы на корпусе головки;
- исполнение 2 – присоединение к обсадной колонне с помощью наружной резьбы;
- исполнение 3 – присоединение к обсадной колонне посредством сварки.

Колонные головки устанавливают на устье скважины последовательно по мере спуска и цементирования обсадных колонн с учетом максимального пластового давления ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины.

Оборудование типа ОКК состоит из нижней, промежуточной – первой, второй и третьей (верхней) колонн.

Обвязка обсадных колонн осуществляется с помощью клиновых подвесок и пакеров. Клиновая подвеска состоит из кор-

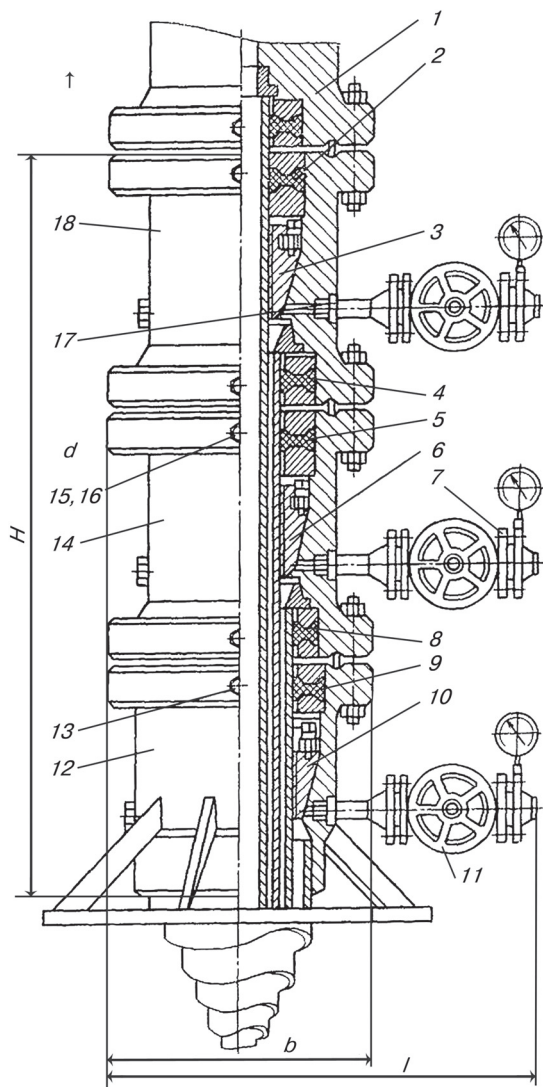


Рис. 1.3. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК:

1 - крестовина; 2, 4, 5, 8 и 9 - пакеры; 3, 6 и 10 - подвески;
7 - манифольд нижней промежуточной (средней) колонной
головки; 11 - манифольд нижней колонной головки;
12 - нижняя колонная (средняя) колонная головки; 17 - манифольд
промежуточной (верхней) колонной головки; 18 - промежуточная
(верхняя) колонная головка

пуса и клиньев, которые в сборе устанавливают в конической расточке крестовины.

Для определения технологических операций каждая из колонных головок оснащена манифольдами. С целью контроля давления в затрубном пространстве предусмотрены вентили, краны и манометры.

В настоящее время выпускается следующее оборудование.

Головки колонные однофланцевые

Предназначены для обвязывания кондуктора и технической колонны, закрепления (подвешивания) верхнего конца технической колонны в трубодержателе.

Особенности конструкции и преимущества:

корпуса головок – поковки из материалов по классификации API 6A 17 редакции.

Два варианта соединения с кондуктором:

- резьба треугольная короткая по ГОСТ 632-80, совместимая с короткой резьбой по стандартам API;
- сварка по ГОСТ 5264-80.

Для испытания сварного соединения имеется канал с входным резьбовым отверстием К 1/2" ГОСТ 6111-52;

Верхнее соединение (стволовой фланец) по API 6A 17 редакции;

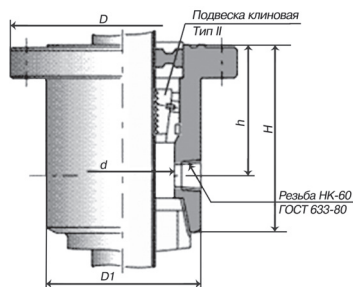
боковые (выходные) соединения – резьба НК 60 по ГОСТ 633-80 под переходник, уплотняемая дополнительно лентой ФУМ.

Два варианта клинового трубодержателя обеспечивают надежное закрепление колонны обсадных труб отечественного и зарубежного производства.

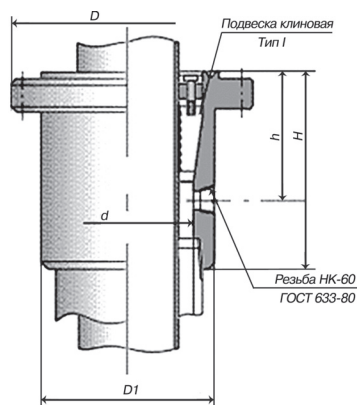
Монтаж трубодержателей производится до обрезки верхнего конца подвешиваемой колонны.

Надежность первичного уплотнения кольцевого зазора между корпусом головки и подвешиваемой колонной обеспечивается эластичной манжетой, работоспособной при давлениях до 70 МПа (10000 psi) и в рабочих средах с содержанием H_2S и CO_2 до 25% по объему каждого.

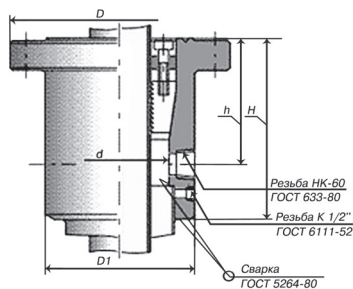
Герметизация кольцевого зазора осуществляется за счет сжатия разрезной эластичной манжеты при завинчивании винтов в трубодержателях (тип I, II), за счет наклонных наружных и внутренних кромок неразрезных манжет в трубодержателях (тип IV). Головки поставляются с эксплуатационной документацией, содержащей описание конструкции, методику монтажа, правила



Тип Ia



Тип Ib



Тип II

Рис 1.4. Головки колонные однофланцевые

Таблица 1.4

Технические характеристики

Номинальные размеры флан- цев, дюймы-psi- N кольца	Размеры подвешиваемых колонн, мм		Наим. проход- ной диа- метр, мм	Размеры, мм			
	подве- ши- ваемая	кон- дук- тор	d	D	D1	H	h
11-3000-R 53	146	219	210	545	368	457	320
-«-	168	245	235	-«-	-«-	458	-«-
-«-	245	-«-	236	-«-	380	560	395
13 5/8-2000-R57		324	304	560	405	458	320
13 5/8-3000-R57	245	324	304	610	432	457	317
163/4-3000-R66	324	426	385	705	510	467	290
-«-	299	-«-	399	-«-	515	500	335
-«-	324	-«-	406	-«-	-«-	-«-	-«-
11-5000-R 54	168	245	235	585	368	457	317
13 5/8-5000-BX 160	245	324	304	675	481	457	317
-«-	-«-	340	300	-«-	-«-	460	-«-
-«-	219	299	288	-«-	-«-	457	-«-
-«-	245	324	304	-«-	-«-	500	330
11-3000-R 53	168	245	225	545	370, 5	457	317
-«-	-«-	-«-	234	-«-	368	500	330
13 5/8-3000-R57	245	324	314	610	432	500	335
16 ¾-3000- R 66	324	426	406	705	515	-«-	-«-
13 5/8-3000-R57	245	324	304	610	432	457	310
163/4-3000-R66	324	429	385	705	510	467	290
-«-	340	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-	-«-
-«-	324	431,3	397	-«-	515	500	350
20 ¾-3000- R 74	340	511	460	855	628	600	405

Изготовитель: ФГУП «Воронежский механический завод».

эксплуатации, протокол гидростатических испытаний на заво-
де-изготовителе и сведения о материалах.

Головки колонные двухфланцевые

Предназначены для обвязывания технических или техничес-
кой и эксплуатационной колонн, закрепления (подвешивания)

верхнего конца технической (эксплуатационной) колонны в трубодержателе и вторичного уплотнения технических колонн.

Особенности конструкции и преимущества:

- корпуса головок — поковки из материалов по классификации API 6A;
- верхнее и нижнее соединения (стволовые фланцы) по API 6A;
- боковые (выходные) соединения фланцевые по API 6A с конической резьбой K 1 1/2" по ГОСТ 6111-52 для установки пробки при замене задвижек;
- два варианта клиновидных подвесок трубодержателя обеспечивают надежное закрепление колонны обсадных труб отечественного и зарубежного производства;
- надежность вторичного уплотнения технической колонны обеспечивается П-образными эластичными манжетами, расположенными в нижнем стволовом фланце, где имеются каналы для подачи уплотнительной пасты, поджимающей манжеты к обсадной трубе. Манжеты работоспособны при давлении до 105 МПа (15000 psi) и в рабочих средах H_2S и CO_2 до 25% по объему каждого;
- два варианта вторичных уплотнений: одинарные тип I; двойные тип II.

Для контроля герметичности вторичных уплотнений в нижнем фланце есть канал с запорным клапаном и резьбой на входе K 3/4" ГОСТ 6111-52.

Головки поставляются с эксплуатационной документацией, содержащей описание конструкции, методики монтажа, правила эксплуатации, протокол гидростатических испытаний на заводе-изготовителе и сведения о материалах.

Оборудование обвязки обсадных колонн

ОАО «Сибнефтегазмаш», г. Тюмень

Оборудование для обвязки обсадных колонн выпускается по ТУ 3665-011-00221801-99 и предназначено для обвязки верхних концов смежных обсадных колонн, выступающих над устьем скважины с целью герметизации кольцевого пространства между ними. Оборудование предназначено для эксплуатации в холодном и умеренном макроклиматических районах по ГОСТ 16350-80. Климатическое исполнение - УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Температура окружающего воздуха при эксплуатации от минус 60°C до плюс 40°C. Скважинная среда не коррозионная, коррозионная K1, K2. Оборудование сертифицировано на соответствие требованиям нор-

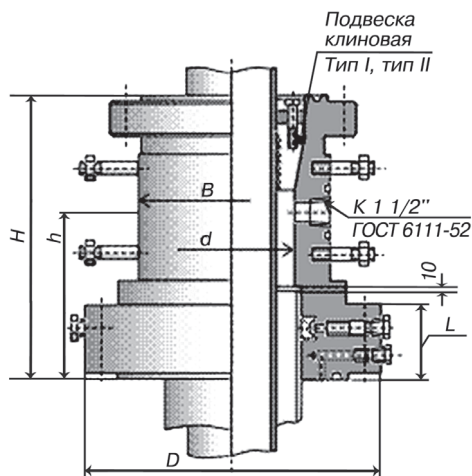


Рис. 1.5. Головка колонная двухфланцевая с одинарным уплотнением. Тип I

Таблица 1.5

Технические характеристики

Номинальные размеры фланца, дюйм-psi			Размеры обвязываемых колонн, мм		Наим. проходной диаметр, мм	Размеры фланца, мм				Высота обрезки уплотн. трубы, мм
						D	B	H	h	
стволового	бокового	нижнего	уплотн.	подвеш.						
верхнего										
13 5/8-5000	2 1/16 - 5000	11-5000	245	168	230	678	432	675	318	150
16 3/4-3000	13 5/8-5000	11-5000	324	245	305	425	510	675	330	125
-"	-"	-"	340	-"	312	-"	-"	-"	-"	-"
-"	-"	29/1 6-5000	324	-"	306	425	508	-"	-"	130

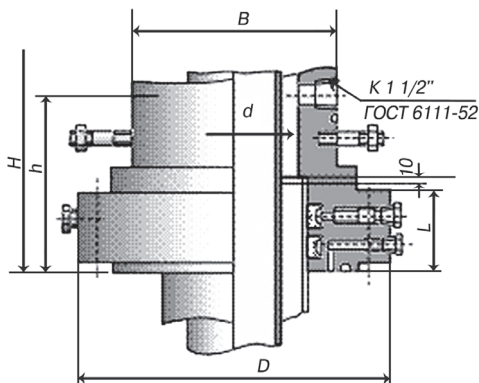


Рис. 1.6. Головка колонная двухфланцевая с двойным уплотнением. Тип I

Таблица 1.6

Технические характеристики

Номинальные размеры фланца, дюйм-psi			Размеры обвязываемых колонн, мм		Наим. проходной диаметр, мм	Размеры фланца, мм				Высота обрезаки уплотняемой трубы, мм
СТВОЛОВОГО		бокового	уплот.	подвеш.		D	B	H	h	
нижнего	верхнего									
16 3/4-3000	13 5/8-5000	2 1/16-5000	299	219	270	705	460	675	330	150
13 5/8-3000	11-5000	2 1/16-5000	245	168	218	610	372	-"	318	165
13 5/8-5000	11-10000	2 1/16-10000	219	140	194	675	410	-"	321	150
-"	9-10000	-"	245	-"	-"	-"	-"	-"	-"	130
21 1/4-5000	16 3/4-10000	-"	340	273	308	990	560	820	420	155

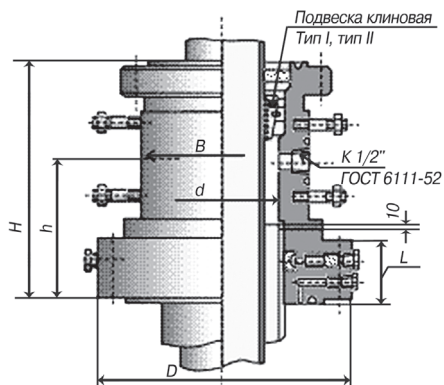


Рис. 1.7. Головка колонная двухфланцевая с одинарным уплотнением. Тип II

Таблица 1.7

Технические характеристики

Номинальные размеры фланца, дюйм-psi			Размеры обвязываемых колонн, мм		На- им. про- ход- ной диа- метр, мм	Размеры фланца, мм				Высота обрезки уплотн. трубы, мм	
стволового		боко- вого	уп- лотн.	под- веш.		D	B	H	h		L
ниж- него	верх- него										
13 5/8- 3000	11- 5000	2 1/16- 5000	245	168	238	610	362	675	322	140	
16 3/4- 000	13 5/8- 5000	."	324	245	270	705	460	-"	330	-"	
13 5/8- 3000	11- 5000	2 9/16- 5000	245	168	238	610	367	680	322	-"	
16 3/4- 3000	13 5/8- 5000	-"	324	245	314	705	450	690	345	-"	
13 5/8- 5000	11- 5000	-"	245	168	238	675	390	690	345	-"	

Окончание табл. 1.7

Номинальные размеры фланца, дюйм-psi			Размеры обвязываемых колонн, мм		Наим. проходной диаметр, мм	Размеры фланца, мм				Высота обрезки уплотняемой трубы, мм	
стволового		боков.	уплот.	подвеш.		D	B	H	h		L
нижн.	верхн.										
13 5/8-3000	11-3000	2 1/16-3000	245	168	225	610	372	675	357	165	
13 5/8-2000	"	"	"	140, 168 178	"	560	350	760	"	"	
13 5/8-3000	"	"	"	146, 168 178	"	610	372	"	"	"	
13 5/8-3000	11-5000	2 1/16-5000	219	140	200	610	372	675	357	165	
"	"	"	245	"	218	"	"	"	"	"	
16 3/4-3000	13 5/8-5000	"	324	245	305	705	460	"	345	140	
13 5/8-5000	9-10000	2 1/16-10000	219	140	200	675	390	760	345	165	
"	11-10000	"	245	"	225	"	408	675	"	"	
"	"	"	"	140	218	"	"	"	"	"	
13 5/8-10000	"	"	"	168	225	770	510	760	380	"	
"	"	"	"	245	230	"	"	"	"	150	
10000	11-10000	2 1/16-10000	245	168	230	770	510	760	380	205	
15000	11-15000	2 1/16-15000	245	140	225	885	522	900	440	155	

Изготовитель: ФГУП «Воронежский механический завод».

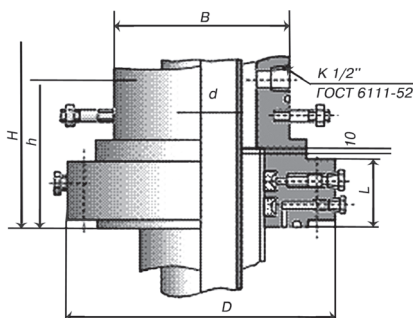


Рис. 1.8. Головка колонная двухфланцевая с двойным уплотнением. Тип II

мативных документов: ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.132-93, ГОСТ 28919-91, ГОСТ 30196-94, ГОСТ Р 51365-99, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Госгортехнадзора РФ. Сертификат соответствия № РОСС RU.Н002.В00411. Разрешение на применение Госгортехнадзора РФ № РРС 02-10296.

Т а б л и ц а 1.8

Технические характеристики

Типовые схемы	ОКК1	ОКК1Б	ОКК2	ОКК2Б	ОКК3
Рабочее давление, МПа	21, 35	21	21, 35, 70	21	21, 35, 70
Условные диаметры обвязываемых колонн, мм	140, 146, 168, 219, 245, 273	146, 168, 245	140, 146, 168, 178, 219, 245, 273, 299, 324, 377, 426	146, 168, 245, 324	140, 146, 168, 219, 245, 273, 299, 324, 351, 377, 426

Обвязка колонная ОКК1

Предназначена для разобщения межколонных пространств и контроля за давлением в них. Эксплуатируются в условиях умеренного и холодного макроклиматических районов.

Т а б л и ц а 1.9

Технические характеристики

Давление рабочее, МПа	21, 35
Диаметр уплотняемых колонн, мм	от 140х219 до 168х273
Габаритные размеры, мм	1000х585х630
Масса, кг	577

Изготовители: Компания «Норма-Нефтестройсервис», ТОО «Актау-Нефтемаш».

Содержание

Введение	3
-----------------------	----------

Глава I

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	5
--	----------

1.1. Оборудование скважины, законченной бурением	5
Трубы обсадные	9
1.2. Оборудование устья газовой скважины	13
1.2.1. Оборудование обвязки обсадных колонн	13
Головки колонные однофланцевые	18
Головки колонные двухфланцевые	20
Оборудование обвязки обсадных колонн ОАО «Сибнефтегазмаш», г. Тюмень	21
Обвязка колонная ОКК1	26
Обвязка колонная ОКК1-21-168(146,140)X219(245)	28
Оборудование для обвязки обсадных колонн ОКК1-35-146X245	28
Обвязка колонная ОКК1-35-168(146,140)X219(245)	28
Обвязка колонная ОКК 2 -21-168 х 245 х 324	29
Обвязка колонная ОКК 2 -21-168 х 245 х 324 ХЛ	30
Обвязка колонная ОКК2	31
Оборудование для обвязки обсадных колонн ОКК 2-35-09	31
Обвязка колонная ОКК-2-35	31
Обвязка колонная ОКК2-21-168(146,140)X219(245)	32
Обвязка колонная ОКК2-35-168(146,140)X219(245)	32
Оборудование для обвязки обсадных колонн ОКК 2-35-06	33
Обвязка колонная ОКК3	33
Обвязка обсадных колонн ОКО 1	33
Обвязка обсадных колонн ОКО 21	34
Оборудование для локального крепления скважин ОЛКС ..	34
1.2.2. Арматура фонтанная для нефтяных и газовых скважин	35
1.2.2.1. Устройство арматуры фонтанной	36
Головки трубные	38
Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК1-21-140X245	40
Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК1-21-146X219	41

Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК1-21-168Х245	41
Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК1-21-146Х245	42
Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК2-21-137Х245Х324	42
Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК3-70-140Х245Х324Х426	43
Обвязка трубная устьевой арматуры ОКК3-70-168Х245Х324Х426	43
Фонтанная елка	43
1.2.2.2. Основные узлы и детали фонтанной арматуры	46
Подвески клиновые	47
Подвески ручные клиновые типов I и II	47
Подвески ручные клиновые типов III и IV	49
Подвески трубопроводов (НКТ)	51
Арматура фонтанная ЦКБ «Титан»	58
Арматура фонтанная ПО «Баррикады»	58
Арматура фонтанная АО «Станкомаш»	59
Арматура фонтанная Воронежского механического завода	59
Арматура фонтанная ОАО «Сибнефтегазмаш», г. Тюмень	61
Арматура фонтанная К6 на давление 70 МПа	62
Арматура фонтанная для эксплуатационных высокодебитных газовых скважин	64
Комплекс устьевого оборудования для подземного хранилища газа	66
Фланцевые соединения арматуры фонтанной	68
Фланцы приварные	71
Фланцы инструментальные	74
Кольца уплотнительные	74
Конструкция узлов и деталей арматуры	77
1.3. Запорные и регулирующие устройства оборудования устья	78
1.3.1. Задвижки	78
Задвижка типа ЗМ	79
Задвижки типа ЗМС и ЗМС1	80
Задвижка типа ЗМАД	81
Задвижка прямоочная шиберная типа ЗПШ	84
Задвижка с ручным управлением ЦКБ «Титан»	85
Задвижки шиберные Воронежского механического завода	87
Задвижки шиберные на давление 105 МПа (15000 psi) ...	90
Задвижки шиберные с безпастовым пакетом уплотнений	91
Задвижки шиберные безфланцевые	92
Задвижки с пневмо- и гидроприводом	93
Задвижка шиберная с керамическим вставками ЗШ 65-21	99
Задвижка дисковая ЗД 65-210М	99

Задвижки прямоточные	
ОАО «Сибнефтегазмаш», г. Тюмень	101
1.3.2. Краны	102
Краны пробковые со смазкой	106
Краны проходные шаровые	108
1.3.3. Вентили	109
1.3.4. Клапан игольчатый	110
1.3.5. Регулирующие устройства	112
Дроссель регулируемый ЦКБ «Титан»	114
Дроссели регулируемые типа ДРП	114
Дроссели (штуцеры угловые)	
Воронежского механического завода	116
Дроссели типа ДР	116
Дроссели типа ДРП	116
1.4. Внутрискважинное оборудование	120
1.4.1.1. Комплексы типов КУСА и КОУК	120
Станции управления наземного оборудования	127
комплексов типов КУСА и КОУК	127
Станция управления СУЭ-35В1	130
Станция управления СУ1-35В1	130
Станция управления СУ3-35В1	131
1.4.1.2. Комплексы скважинного оборудования	
КПГ, КПП и КПГ2	131
1.4.1.3. Комплексы скважинного оборудования	
КСГ и КСГ1	134
Пилотные клапаны КП	137
Температурный предохранитель	139
Уплотнительное устройство	139
Фильтр очистки ФОГ-16/1	140
1.4.1.4. Скважинное оборудование комплексов	
типов КУСА, КОУК	141
Клапаны-отсекатели скважинные	141
Замки	144
Ниппели посадочные	145
Клапаны циркуляционные	146
Клапан циркуляционный модернизированный КЦ	148
Клапан циркуляционный модернизированный КЦ-25	148
Клапаны ингибиторные	149
Клапан ингибиторный КИ-25	151
Камеры скважинные	152
Камера скважинная КС1	152
Камера скважинная КТ	153
Телескопические соединения	153
Компенсатор трубный	153

1.5. Насосно-компрессорные трубы	155
1.5.1. Назначение насосно-компрессорных труб	155
1.5.2. Конструкции труб и муфт	155
1.5.3. Условный диаметр труб	156
1.5.4. Качество и точность изготовления труб	156
1.5.5. Материал труб	158
1.5.6. Резьбовые соединения труб	159
1.5.7. Условные обозначения труб и муфт	167
1.5.8. Маркировка труб	167
1.5.9. Нормативно-техническая документация на трубы	169
Трубы насосно-компрессорные и муфты	
к ним стандарта России по ГОСТ 52203-2004	172
Область применения	172
Сортамент	172
Условный диаметр труб	173
Группы длин и допускаемые отклонения	173
Материал труб	173
Условное обозначение труб и муфт к ним	173
Труба насосно-компрессорная без резьбы	173
Муфта к насосно-компрессорной трубе	175
Список заводов-изготовителей НКТ	175
1.6. Оборудование для разобщения пластов	
и изоляции эксплуатационных колонн	176
1.6.1. Пакеры	176
1.6.2. Якори	191
1.6.3. Разъединители колонн	193
Выпускаемое оборудование	196
Пакеры механические модернизированные ЗПВ-М	196
Пакер ПВ-ЯГ-Г-122-70	197
Пакер ПВ-ЯГ-Н-122-30	197
Пакер гидромеханический ПГМ-195	198
Пакер гидромеханический двухманжетный ПГМД1	199
Пакер заколонный гидромеханический проходной	
двухманжетный ПГМД	200
Пакер заколонный проходной гидравлический ПГПМ1	200
Пакер ПД-ГМШ-Т-140-30	201
Пакеры ПД-Г-О	202
Пакеры заколонные гидравлические	
ПДМ140, ПДМ140-1, ПДМ140-2	202
Пакеры заколонные гидравлические	
ПДМ146, ПДМ146-1	203
Пакеры заколонные гидравлические	
ПДМ168-1, ПДМ168-2, ПДМ168-3	203

Пакеры заколонные гидравлические	
ПДМ178-1, ПДМ178-2	204
Пакеры ПД-ЯГ-118НKM-21K2, ПД-ЯГ-155НKM-21K2 ...	204
Пакеры для защиты эксплуатационных колонн	
ПЗКН-114, ПЗКН-127, ПЗКН-146, ПЗКН-168	205
Пакеры гидравлические проходные многомодульные	
ПЗМ – 140, ПЗМ – 146, ПЗМ - 168	205
Пакер 2ПД-ЯГ-D-35	206
Пакер механический серии 3 ПМС	206
Пакер разбуриваемый ПРГ (К)	209
Пакер разбуриваемый ПРГ 80 (П)	210
Пакер разбуриваемый ПРГ 112-140 (П)	214
Пакер ПВ-ЯГ-Н-122-30	215
Якорь гидравлический 3 ЯГ	217
Якорь гидравлический ЯГРП	219

Глава II

ОБОРУДОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ

ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА 221

2.1. Основные понятия и термины	221
2.2. Промысловая подготовка газа	224
2.3. Выбор способа подготовки газа и конденсата к транспорту	234
2.4. Способы получения холода	237
2.4.1. Способы получения умеренного охлаждения	239
2.4.2. Способы получения глубокого холода	242
2.4.3. Общая характеристика низкотемпературных процессов разделения углеводородных газов	248
2.4.4. Метод низкотемпературной конденсации	250
2.4.4.1. Низкотемпературная абсорбция	253
2.4.4.2. Низкотемпературная ректификация	256
2.4.4.3. Низкотемпературная адсорбция	261
2.4.4.4. Метод низкотемпературной сепарации	262
2.5. Особенности комплектно- блочного метода строительства	266
2.6. Типовые схемы подготовки природного газа	270
2.6.1. Установка осушки газа Уренгойского месторождения	270
2.6.2. Установка осушки газа Ямбургского месторождения	273

2.6.3. Установка осушки газа Заполярного месторождения	275
2.7. Особенности осушки кислых газов	278
2.8. Очистка гликолей от различных примесей	282
2.9. Адсорбционные способы осушки природных газов	284
2.10. Газожидкостные сепараторы	291

Глава III

ОБОРУДОВАНИЕ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА 294

3.1. Установки комплексной подготовки газа и установки подготовки газа	294
3.1.1. Система автоматического управления и регулирования установки комплексной подготовки газа	297
3.1.2. Установка комплексной подготовки газа в блочно-комплектном исполнении УПГ-М	302
3.1.3. Установка комплексной подготовки газа и конденсата в блочно-комплектном исполнении УКПГК	303
3.1.4. Газораспределительные станции ГРС-ТЕС-1, 2, 5, 10, 15, 25, 40, 60, 100, 150	308
3.1.5. Газораспределительные станции ГРС- 2000	312
3.1.6. Газораспределительные станции ГРС-10000	315
3.2. Оборудование для подготовки газа. Газосепараторы .	317
3.2.1. Газосепараторы центробежные регулируемые	318
3.2.2. Газосепараторы жалюзийные	320
3.2.3. Газосепараторы сетчатые	320
3.2.4. Пылеуловители вертикальные масляные	322
Газосепараторы сетчатые (по ГП 1087.00.000)	322
Газосепараторы с центробежными элементами	325
Газосепаратор (по ГП 1530.09.000)	325
Газосепаратор (по ГП 1531.05.000)	326
Сепаратор С 300-80.00.000	327
Сепараторы факельные (по ГП 762.00.000)	329
Сепаратор факельный низкого давления (по ГП 1568 01.000)	330
Газосепаратор факельный (по ГП 1631.10.00.000)	332
Сепараторы нефтегазовые ООО «Химмашдеталь», г. Уфа	334
Сепаратор нефтегазовый типа I, I-П, II, II-П	336
Газосепараторы сетчатые	344
3.3. Аппараты сварные стальные емкостные	349

3.4. Оборудование для приема, хранения и раздачи жидких и газообразных нефтепродуктов	368
3.4.1. Аппараты емкостные цилиндрические для газовых и жидких углеводородных сред	368
3.4.1.1. Аппараты емкостные горизонтальные для жидких углеводородных сред	368
Аппараты типа 1 V=4; 8; 10; 16; 20; 25	368
Аппараты типа 1 V=50; 100; 200	368
3.4.1.2. Аппараты емкостные вертикальные для жидких углеводородных сред, тип 2	370
3.4.1.3. Аппараты емкостные вертикальные для газовых углеводородных сред, тип 3	371
3.4.1.4. Сосуды цилиндрические горизонтальные для сжиженных углеводородных газов пропана и бутана (наземные и подземные)	373
3.4.1.5. Сосуды цилиндрические горизонтальные для подземного хранения сжиженных углеводородных газов пропана и бутана	376
3.4.1.6. Подземный газовый резервуар для хранения и раздачи пропан-бутановой смеси	378
3.4.1.7. Сборники (объемом от 0,010 м ³ до 1,0 м ³)	379
3.4.1.8. Аппараты емкостные цилиндрические для газов и жидких сред	397
3.5. Абсорбционно-десорбционное (колонное) оборудование	409
Тарелки туннельные	412
Тарелки с S-образными элементами	413
Тарелки решетчатые	413
Тарелки ситчатые	414
Тарелки с круглыми колпачками	414
Десорберы	416
Абсорбер осушки газа	420
Абсорбер 12А-1 с площадками обслуживания	422
3.6. Теплообменное оборудование	424
3.6.1. Теплообменники «труба в трубе»	425
3.6.2. Теплообменники кожухотрубчатые	426
3.6.3. Теплообменные аппараты	437
Теплообменники типа ТТРМ	438
Теплообменники типа ТТМ	439
Теплообменники ТТОР	439

Теплообменники типа ТТОН	440
Теплообменники однопоточные разборные (ТТОР)	441
Теплообменники многопоточные (ТТМ)	444
Теплообменники типа «труба в трубе» разборные малогабаритные	452
3.6.4. Аппараты воздушного охлаждения	472
3.7. Оборудование для приготовления, дозирования, распределения ПАВ, ингибиторов коррозии	499
Установки приготовления и дозировки реагентов	499
Установка дозирования химреагента УДХ	503
Сертификат соответствия N РОСС RU. НО05.В00049	503
Установки дозирочные УДЭ	504
Установки блочные автоматизированные для приготовления и дозирования деэмульгаторов и ингибиторов коррозии БР	504
3.8. Оборудование, установки и устройства для получения холода	507
3.8.1. Устройства регулирующие (дрессели)	507
3.8.2. Эжекторы	508
3.8.3. Блок эжектирования для установок НТС	510
3.8.4. Агрегаты турбодетандерные	515
3.8.5. Машины холодильные	520
Установка искусственного холода	521
Агрегат детандерный ДПВ2-200/6-3М	525
Агрегат детандерный ДПВ4,2-200/6-2	525
Установки НТС на базе волновых детандеров	526
Установки НТС с компримированием отсепарированного газа, стороннего потока	527
Электростанции детандер-генераторных агрегатов ДГА НД (низкое давление)	528
Электростанции ДГА ВД (высокое давление)	529
Комбинированные энергоутилизационные электростанции	530
ГЛАВА IV НАЗЕМНЫЕ КОММУНИКАЦИИ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ	533
4.1. Виды транспорта природного газа	533
4.2. Классификация газопроводов	535
4.3. Трубы наземных коммуникаций	547

4.3.1. Трубы для нефтепромысловых коммуникаций	547
4.3.2. Характеристика труб, применяемых в системах сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах	549
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные	549
Трубы газлифтные нефтегазопроводные	557
Трубы стальные бесшовные холодно- и тепलोдеформированные	570
Трубы стальные электросварные	574

ГЛАВА V

АРМАТУРА ПРОМЫСЛОВЫХ

И МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 578

5.1. Запорная арматура	578
5.1.1. Задвижки	587
5.1.2. Краны	605
5.1.3. Задвижки шиберные	732
5.1.4. Задвижки клиновые	740
5.1.5. Пневмоприводы	767
5.1.6. Краны шаровые (сферические)	770
5.1.7. Краны шаровые	771
Краны шаровые запорные классов 600, 1500	772
Краны шаровые в соответствии со стандартом API 6-D	772
Краны шаровые ВМ 50-08, ВМ 80-08, ВМ 100-08, ВМ 150-08	775
5.1.8. Регуляторы давления газа	776
5.1.9. Вентили	777
5.1.10. Клапаны	789
Клапан обратный с демпфирующим устройством	789
Клапан регулирующий РК-400	790
Клапан обратный	791
5.2. Регулирующая, защитная и предохранительная арматура газовых промыслов	793
5.2.1. Регулирующая арматура	796
5.2.1.1. Клапаны регулирующие	797
5.2.1.2. Мембранно-пружинные исполнительные механизмы	807
5.2.1.3. Позиционеры	810
5.2.1.4. Регуляторы давления	816
5.2.2. Предохранительная и защитная арматура	823
5.2.2.1. Клапаны предохранительные	823

5.2.2.2. Клапан регулирующий РК-400	826
5.2.2.3. Клапан обратный	827
5.2.2.4. Клапаны обратные типа 16с48нж, 16лс48нж, 16нж48нж	832
5.2.2.5. Клапаны запорные типа 15с57нж, 15лс57нж, 15нж57нж	832
5.2.2.6. Затворы обратные поворотные типа 19с11нж, 19лс11нж, 19нж11нж	833
5.2.2.7. Фильтр сетчатый ФС	835

ГЛАВА VI ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ 838

6.1. Технологическое оборудование компрессорных станций	838
6.2. Вспомогательные системы	842
6.2.1. Установка подготовки топливного и импульсного газа (УПТГ)	842
6.2.2. Система маслоснабжения	843
6.2.3. Склад метанола	844
6.2.4. Система воздухообеспечения	844
6.2.5. Топливозаправочный пункт	845
6.2.6. Система пожаротушения	845
6.3. Технологические трубопроводы компрессорных станций	848
6.4. Характеристика инженерных сетей	849
6.4.1. Теплоснабжение	849
6.4.2. Водоснабжение	850
6.4.3. Канализация	851
6.4.4. Вентиляция	851
6.4.5. Электрохимическая защита подземных коммуникаций	852
6.5. Основные решения по внешнему и внутриплощадочному электроснабжению, освещению, молниезащите и заземлению	853
6.5.1. Внешнее электроснабжение	853
6.5.2. Внутриплощадочное электроснабжение КС	853

6.5.3. Силовое электрооборудование	854
6.5.4. Электроосвещение	854
6.5.5. Заземление электроустановок	855
Агрегат ГТК-10	866
Агрегаты ГТ-700-5, ГТК-5 и ГТ-750-6	879
Агрегат ГТ-6-750 и ГТН-6	880
Агрегат ГПА-Ц-6,3	885
Агрегат ГПА-10	887
Агрегат ГТН-16	890
Агрегат ГПА-Ц-16	892
Агрегат ГТН-25	894
6.6. Электроприводные газоперекачивающие агрегаты ...	897
6.7. Современное оборудование компрессорных станций	904
6.7.1. Аппараты воздушного охлаждения	904
6.7.2. Пылеуловители	906
6.7.3. Сепараторы входные	907
6.7.4. Сепараторы промежуточные	908
6.7.5. Установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа	910
6.7.6. Установка приема-запуска	911
очистных устройств	911
6.7.7. Фильтры-сепараторы	912