

11

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Насосно-компрессорные трубы используют при выполнении различных работ, связанных с освоением, эксплуатацией скважин и их ремонтом.

Колонна НКТ:

обеспечивает подачу на поверхность извлекаемых из продуктивных пластов углеводородной продукции и воды;

обеспечивает закачку в пласт различных жидкостей при физико-химических обработках и гидравлическом разрыве;

позволяет производить гидропескоструйную перфорацию обсадной колонны;

предохраняет эксплуатационную колонну от разрушения или истирания ее абразивными частицами и агрессивными компонентами пластовых флюидов;

предохраняет от внутреннего давления пластовых флюидов эксплуатационную колонну путем установки пакерующих устройств;

предотвращает образование песчаных пробок в скважинах, так как большая скорость движения пластового флюида по НКТ обеспечивает вынос песка на поверхность.

Насосно-компрессорные трубы используются для выполнения различных работ по капитальному и текущему ремонту скважин.

Конструкции колонн НКТ предусматриваются в комплексных проектах на разработку месторождений с учетом конкретных условий. Диаметр НКТ определяется исходя из дебита скважин, обеспечения наименьших энергетических затрат на транспортировку флюида на поверхность, создания условий для выноса воды, песка; тип резьбовых соединений – из требований обеспечения герметичности колонн, глубины их спуска, величины пластового давления и т.д. Конструкции колонн НКТ в мелких скважинах одноразмерные, т.е. состоят из труб одного диаметра, что облегчает работы по спуску-подъему, позволяет пользоваться минимумом инструмента и

сократить число переводников. В глубоких скважинах применяются более сложные колонны, состоящие из труб нескольких диаметров, толщин стенок и групп прочности стали. Насосно-компрессорные трубы выпускаются по ГОСТ 633–80, предусматривающему изготовление их исполнения А и Б (А – повышенной точности) четырех конструкций [32]: гладкие и муфты к ним; с высаженными наружу концами и муфты к ним (тип В); гладкие высокогерметичные и муфты к ним (тип НКМ); безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (тип НКБ).

Трубы всех типов исполнения А изготавливаются длиной 10 м с предельным отклонением $\pm 5\%$. Трубы всех типов исполнения Б изготавливаются двух групп длин: первая – от 5,5 до 8,5 м; вторая – от 8,5 до 10 м. Это позволяет иметь свечи необходимой длины при спускоподъемных операциях передвижными агрегатами.

Сортамент выпускаемых по ГОСТ 633–80 насосно-компрессорных труб, их основные геометрические размеры и прочностная характеристика представлены в табл. 11.1, 11.2, 11.3, 11.4, 11.5.

Трубы гладкие и с высаженными наружу концами (тип В) имеют симметричную треугольную резьбу по 10 или 8 ниток на длине 25,4 мм, шаг резьбы соответственно 2,54 и 3,175 мм. Угол профиля резьбы 60° , углы наклона сторон профиля 30° , конусность 1 : 16. Применять эти трубы рекомендуется при давлении газа до 20÷30 МПа.

Трубы НКМ гладкие, с навинченной муфтой. Резьба отличается несимметричным профилем, близким к профилю упорных резьб, что повышает прочность соединения на 25÷30 % по сравнению с прочностью гладких труб по ГОСТ 639–63.

Характеристики резьб труб НКТ диаметром от 60 до 102 мм и труб диаметром 114 мм различные. У первых шаг резьбы 4,232 мм, угол профиля 33° , угол наклона сторон профиля 30 и 3° , конусность 1 : 12. У вторых, которые могут использоваться и в качестве обсадных труб, шаг резьбы 5,080 мм, угол профиля 13° , угол наклона сторон профиля 10 и 3° , конусность 1 : 16. Герметичность соединений при давлении газа до 50 МПа обеспечивается сопрягаемыми коническими уплотнительными поверхностями, расположенными на конце ниппеля и в муфте перед упором. При докреплении соединения регламентированным крутящим моментом достигается контакт по внутренним упорным торцам, что обеспечивает беззазорную поверхность внутреннего проходного канала.

Т а б л и ц а 11.1
Сортамент насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип трубы			
		Гладкая	С высаженными наружу концами В	Гладкая высоко-герметичная НКМ	Безмуфтовая с высаженными наружу концами НКВ
60	5	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	8	—	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Т а б л и ц а 11.2
Механические свойства трубных сталей

Показа-тели	Группа прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_v , МПа, не менее	655	687	699	758	862	1000
Предел текучести σ_{v0} , МПа:						
не менее	379	491	552	654	758	980
не более	562	—	773	879	939	1160
Относительное удлинение, %, не менее	14,3	12	13	12,3	11,3	9,5

Т а б л и ц а 11.3
Геометрические характеристики насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Услов-ный диа-метр, мм	Тол-щина стен-ки, мм	Площадь, см ²			Масса 1 м колонны, кг			
		попе-речного сечения	канал-	по на-ружно-му диа-метру	Тру-бы глад-кие	С высаженны-ми кон-цами	НКБ	НКМ
60	5	8,68	19,76	28,54	7,01	7,12	7,07	7,07
73	5,5	11,66	30,18	41,83	9,47	9,64	9,44	9,48
73	7	14,51	27,33	41,83	11,70	11,87	11,73	11,71
89	6,5	16,70	45,34	62,04	13,68	13,93	13,63	13,75
89	8	20,21	41,83	62,04	—	16,69	16,46	—
102	6,5	19,41	61,62	81,03	15,80	16,05	15,74	15,88
114	7	23,58	78,97	102,56	19,13	19,49	19,09	19,42

Т а б л и ц а 11.4

Растягивающие осевые нагрузки насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80

Ус- лов- ный диа- метр, мм	Тол- щина стен- ки, мм	Страгивающая нагрузка для резьбовых соединений гладких труб с треугольной резьбой, кН					Растягивающая нагрузка, при которой натяжения в теле трубы достигают предела текучести, кН				
		Группа прочности					Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5	197	259	291	345	383	323	425	478	568	628
73	5,5	278	366	411	487	541	434	571	642	763	844
73	7	370	487	547	646	719	540	711	799	950	1050
89	6,5	415	546	613	725	807	622	818	920	1093	1209
89	8	—	—	—	—	—	753	990	1113	1323	1463
102	6,5	441	581	652	771	858	723	951	1069	1271	1405
114	7	545	718	806	952	1060	878	1156	1299	1544	1707

Т а б ли ц а 11.5

Внутреннее и наружное давления, при которых напряжения в теле трубы по ГОСТ 633-80 достигают предела текучести

Услов- ный диа- метр, мм	Тол- щина стен- ки, мм	Внутреннее давление, МПа					Наружное давление, МПа				
		Группа прочности					Группа прочности				
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
60	5	54,0	71	79,8	95,2	105	39	50,1	54,6	63,1	71,2
73	5,5	49,1	64,6	72,5	86,6	95,4	36,4	46,5	50,5	58	65,2
73	7	62,5	82,2	92,3	110,2	121,5	51,0	66,1	72,2	84,2	95,7
89	6,5	47,6	62,7	70,4	84	92,6	36,5	46,6	50,6	58,0	65
89	8	58,6	77,1	86,6	112,6	114	48,7	63,1	68,9	80,2	91
102	6,5	41,7	54,9	61,6	73,5	81,1	29,8	37,5	40,5	45,9	50,8
114	7	39,9	52,5	58,9	70,4	77,6	28,9	36,2	38,9	43,9	48,3

Трубы безмуфтовые НКБ. На высаженных наружу концах нарезаны резьбы — одна внутренняя, другая наружная. Резьба труб диаметром от 60 до 114 мм трапецидальная. Конструкция конических уплотнительных поверхностей и профиль резьбы аналогичны применяемым в соединениях НКМ, т.е. шаг резьбы 4,232 мм, угол профиля 13°, углы наклона сторон профиля 10 и 3°, конусность 1 : 12. При докреплении соединений происходит контакт по внутренним упорным торцам, что обеспечивает гладкую беззазорную поверхность внутреннего проходного канала. Соединение обладает большей прочностью, чем тело гладкой части трубы.

Трубы НКБ рекомендуются в газовых и газоконденсатных скважинах с давлением до 50–60 МПа.

Для сравнения некоторые сведения о резьбах НКТ по ГОСТ 633–80 приведены в табл. 11.6.

В отечественной газодобывающей промышленности находят применение муфтовые насосно-компрессорные трубы с соединением VAM, в котором использована резьба Батресс трапециoidalного профиля с углами наклона сторон 10 и 3°. Шаг резьбы – 5,08 мм. Высокая газогерметичность достигается специальной формой торца (ниппельного конца) трубы и внутреннего уступа в муфте, образующих две конические уплотнительные поверхности: гладкий скошенный под углом 30° конический поясок и скошенный под углом 15° упорный торец. Форма этих поверхностей обеспечивает также высокую прочность соединения при больших изгибающих нагрузках. Соединения VAM требуют бережного обращения, так как небольшое повреждение торца трубы может привести к потере герметичности. Для обеспечения надлежащей герметичности соединения VAM следует свинчивать строго регламентированными крутящими моментами (табл. 11.7).

В скважинах, продукция которых содержит сероводород, применение труб с высокими пределами текучести по ГОСТ 633–80 не рекомендуется из-за опасности сульфидного расщескивания материала труб. В этих условиях целесообразно применять отечественные трубы группы прочности А (см. табл. 11.2) и зарубежные трубы (табл. 11.8). В таблице 11.9 дана характеристика насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ.

Таблица 11.6
Основные сведения о резьбах НКТ

Показатели	Для труб гладких и типа В		Для труб НКМ диаметром 60–112 мм и труб НКБ всех диаметров	Для труб НКМ диаметром 114 мм		
	Число ниток на длину 25,4 мм					
	10	8				
Шаг резьбы, мм	2,54	3,175	4,232	5,08		
Угол профия, градус	60	60	33	13		
Угол наклона сторон профиля (градус):						
1	30	3	3	3		
2	30	30	30	10		
Конусность	1 : 16	1 : 16	1 : 12	1 : 16		
Профиль резьбы	Треугольный	Симметричный	Трапециевидный	Несимметричный		

Таблица 11.7

Рекомендуемый крутящий момент свинчивания соединений VAM

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Крутящий момент свинчивания, Н · м		
		J-55, K-55	C-75, L-80, D-80, C-95	P-105
60,3 <i>(2³/₈'')</i>	4,83	1900	2710	2980
	5,54	2170	2710	2980
	6,45	2440	2980	3120
	7,3	3250	3660	3660
	7,01	3930	4200	4200
	7,82	4200	4470	4470
	88,9 <i>(3¹/₂'')</i>	6,45	3930	4880
	7,34	5830	6640	6640
	9,52	6920	7860	7860
	10,50	7320	8270	8270
101,6 <i>(4'')</i>	11,43	7320	8270	8270
	3,74	3390	—	—
	6,65	4470	5420	5420
	8,38	5830	6920	6920
	9,65	7860	8810	8810
114,3 <i>(4¹/₂'')</i>	10,92	9760	10850	10850
	5,69	5830	5830	6370
	6,35	6370	6370	6920
	6,88	6370	6370	7320
	7,37	6370	7320	7320
	8,56	7320	7860	7860
	9,65	—	8810	8810
	10,92	—	10850	10850

Таблица 11.8

Механические свойства сталей импортных труб

Показатели	Группа прочности					
	H-40	J-55	N-80	C-75	L-80	P-105
Наименьший предел прочности при растяжении σ_b , МПа	415	520	690	655	655	830
Предел текучести σ_t , МПа:						
наименьший	275	380	550	515	556	725
наибольший	550	550	760	620	655	930

При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов рекомендуется применять трубы с покрытиями или использовать для их защиты ингибиторы коррозии, тип которых и методы применения обосновываются для конкретных месторождений.

Таблица 11.9

Характеристика насосно-компрессорных труб по стандартам АНИ

Наруж- ный диаметр трубы, мм (дюйм)	Толщи- на стен- ки, мм	Внут- ренний диаметр трубы, мм	Масса 1 м глад- кой тру- бы, кг	Наименьшее сминающее давление, МПа			Внутреннее давление, при котором напряже- ние в теле трубы дости- гает предела текучести, МПа			Растягивающее усилие, при котором напряже- ния в теле трубы дос- тигают предела теку- чести, кН			
				C-75	L-80 N-80	P-105	C-75	L-80 N-80	P-105	C-75	L-80 N-80	P-105	
60,3 (2 ³ / ₈)	4,24	51,8	5,87	65,6	68,8	—	63,6	67,8	—	386	412	—	
	4,83	50,6	6,60	76,1	81,2	106,6	72,4	77,2	101,4	435	464	609	
	6,45	47,4	8,56	98,8	105,4	138,3	96,8	103,2	135,5	—	—	—	
	73 (2 ⁷ / ₈)	5,51	62,0	9,18	72,2	76,9	96,6	68,3	72,9	95,6	605	645	846
	7,82	57,4	12,57	98,9	105,5	138,5	96,9	103,4	135,8	829	884	1160	
	88,9 (3 ¹ / ₂)	5,49	77,9	11,29	52,0	54,3	—	55,8	59,6	—	743	793	—
101,6 (4")	6,45	76,0	13,12	69,2	72,6	90,0	65,7	70,1	92,0	864	922	1210	
	7,34	74,2	14,76	78,3	83,6	—	74,7	79,7	—	973	1037	—	
	9,52	69,9	18,65	98,9	105,6	138,5	96,9	103,4	135,8	1228	1310	1720	
114,3 (4 ¹ / ₂)	5,74	90,1	13,57	43,8	45,4	—	51,2	54,5	—	895	954	—	
	6,65	88,3	15,58	58,0	60,7	—	59,3	63,2	—	1026	1095	—	
	6,88	100,5	18,23	49,6	51,7	—	54,5	58,1	—	1201	1281	—	

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений, предотвращения задиров и заеданий резьб необходимо применять следующие специальные смазки:

А. Р-402 (ТУ 38-101-708-78) предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 200 °С. Смазка свободно наносится на поверхность резьбовых соединений при температуре до –30 °С. Ее состав (%): жировая основа – 36, графитовый порошок – 20, свинцовый порошок – 28, цинковая пыль – 12, медная пудра – 4.

Б. Р-2 (ТУ 38-101-332-76) предназначена для труб, работающих в скважинах с температурой до 100 °С. Свободно наносится при температуре окружающего воздуха до –5 °С. Состав смазки (%): жировая основа – 37, графитовый порошок – 18, свинцовый порошок – 29, цинковая пыль – 12, медная пудра – 4. При температуре ниже –5 °С смазку и резьбовые детали следует подогревать.

В менее ответственных резьбовых соединениях при низких давлениях и невысокой температуре флюида можно применять также смазки с упрощенной технологией изготовления следующего состава (%):

- а) графитовый порошок – 50, технический жир – 5, каустическая сода – 1,5, машинное масло – 43,5;
- б) солидол – 24, известковое молоко – 8, машинное масло – 36, канифоль – 2.

Для муфтовых труб типа НКБ, где герметичность обеспечивается гладкими уплотнительными поверхностями, рекомендуется применение смазки Р-113 или Р-416 (ТУ 38-101-708-78), предназначеннной для замковых соединений и обладающей лучшими антизадирными свойствами. Эти смазки могут также использоваться при свинчивании высокогерметичных соединений типа НКМ.

Смазку следует наносить с помощью шпателя (лопатки) на участке шириной 20÷25 мм на поверхность ниппеля и муфты.

Ориентировочный расход смазки на одно соединение следующий:

Условный диаметр труб, мм.....	60	73	89	102	114
Расход смазки, г.....	15	20	30	35	40

На герметичность резьбовых соединений значительное влияние оказывает момент свинчивания, оптимальное значение которого для гладких труб следующее:

Диаметр труб, мм.....	60	73	89	102	114
Момент свинчивания, Н·м.....	780	1200	1680	2300	2580

Для труб с высадкой момент свинчивания 1150 Н·м – минимальный, 1900 Н·м – максимальный.

Весьма перспективным является применение для смазки резьб насосно-компрессорных труб нового, разработанного в предприятии Кубаньгазпром и в Краснодарском политехническом институте, универсального отверждающегося антикоррозийного герметика – смазки ИНКОР-2.

ИНКОР-2 – компонентный состав на основе полиуретановых компаундов с наполнителями, обладающими высокими адгезионными свойствами по отношению к металлическим или неметаллическим материалам. В отверженном состоянии ИНКОР-2 – пластичный резиноподобный материал с высокими антикоррозионными свойствами, устойчивостью к агрессивным средам – кислотам, щелочам, сероводороду, соленым водам, нередко содержащимся в пластовых флюидах и добываемой углеводородной продукции. Материал химически нейтрален и нетоксичен. Компоненты ИНКОР-2 (основной состав и отвердитель) смешиваются непосредственно перед его использованием. Рабочий состав представляет собой однородную пасту, легко наносимую на поверхность ручным или механическим способом. Работоспособен при температурах от -50°C до 160°C . Удерживаемый перепад давления при уплотнении резьб бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб от 35 до 75 МПа.

Представляют также значительный интерес прочное, водонепроницаемое, антикоррозионное, устойчивое ко всем агрессивным средам покрытие – однокомпонентный состав ИНКОР-1, отверждающийся под действием влаги (например, атмосферной). Покрытие может наноситься на поверхность металлических, бетонных емкостей, бассейнов. Глубина пропитки в бетон – 18 мм, долговечность – не менее 5 лет. Расход материала для покрытия 1 м² бетонной поверхности – до 500 г, металлической – до 300 г.

Аварии с насосно-компрессорными трубами могут происходить из-за наличия заводских дефектов в трубах и неправильной их эксплуатации. Тщательная подготовка труб к спуску в скважину, соблюдение правил эксплуатации и своевременное проведение профилактических мероприятий значительно увеличат срок их службы и обеспечат безаварийную работу.

НКТ, как новые, так и бывшие в эксплуатации, при подготовке к спуску в скважину подвергают тщательной проверке. Этот процесс включает в себя следующие операции: визуальный контроль, инструментальный контроль линейных раз-

меров труб, контроль качества резьбы труб и муфт, дефектоскопию и толщинометрию, шаблонирование, гидравлические испытания труб, покрытие поверхности труб, маркировку и комплектование. Подготовка новых труб к эксплуатации должна производиться на трубных базах.

Доставленный на скважину комплект труб следует проверить на соответствие его паспорту и плану проведения работ.

При компоновке колонн из труб различных диаметров и с различными резьбами соединять их нужно только с использованием переводников заводского изготовления по ГОСТ 23979–80.

При спуске ступенчатой колонны из труб разных групп прочности данные о них следует записывать раздельно.

Спусkopодъемные операции составляют один из основных видов работ с насосно-компрессорными трубами. Поэтому необходимо тщательно выполнять все технические требования, направленные на предупреждение аварий с ними.

В газоконденсатные и в газовые с высоким давлением скважины трубы должны спускаться с использованием клиновых захватов, позволяющих свинчивать муфтовое соединение с обоих концов, что обеспечит большую герметичность резьбовых соединений, исключит возможность возникновения нецентричного растяжения колонны при установке ее на элеватор.

Для предупреждения механического повреждения тела трубы плашками клинового захвата необходимо, чтобы они были хорошо подогнаны, коэффициент охвата ими трубы был не менее 0,7. Вес подвешенных на клиньях труб не должен превышать предельных нагрузок (табл. 11.10).

С целью равномерного износа резьбовых соединений и тела насосно-компрессорных труб рекомендуется при каждом спуске-подъеме менять местами трубы одной группы прочности из верхней и нижней частей колонны. Поднимать колонну следует плавно, без рывков и переходов с одной скорости на другую. Отвинченную трубу можно поднимать лишь после полного выхода ее из соединения.

Не допускается нанесение ударов молотком по муфте для облегчения развивчивания. Можно допускать лишь обстукивание муфты молотком посередине. Чтобы муфта не задевала фланец колонны, следует пользоваться специальной направляющей воронкой. После того как трубы подняты над устьем скважины, необходимо удалить с резьбы предохранительные детали, тщательно очистить и смазать резьбы муфт и трубы

Таблица 11.10

Предельная нагрузка при спуске труб в клиновом захвате, кН

Длина клина, мм	Группа прочности стали	Размеры труб, мм				
		60×5	73×5,5	89×6,5	102×6,5	114×7
50	Д	195	242	315	335	382
	К	256	318	415	444	503
	Е	282	350	456	489	553
	Л	333	414	539	578	654
100	Д	244	314	422	464	536
	К	327	413	555	611	705
	Е	354	454	611	672	775
	Л	418	537	722	794	916
150	Д	267	348	476	530	618
	К	352	458	627	697	813
	Е	372	504	689	767	895
	Л	457	596	814	907	1057
200	Д	281	367	507	570	672
	К	371	483	667	750	884
	Е	407	532	733	825	973
	Л	481	629	867	975	1150

соответствующей конкретным условиям смазкой. При спуске следует тщательно осматривать тело и резьбовые части каждой трубы, чтобы избежать включения в колонну некачественных труб.

Посадку трубы в муфту необходимо производить осторожно, чтобы не повредить резьбу. Особенно осторожно нужно спускать двух- или трехтрубки, в этом случае рекомендуется установить на вышке промежуточные опоры.

Трубы нужно свинчивать с приложением крутящих моментов, которые для отечественных и импортных труб приведены в табл. 11.8. Если ниппель свинчивается в муфту до последнего витка с моментом, меньшим минимального, или если после свинчивания с максимальным моментом остается более двух свободных, не вошедших в муфту витков, то следует забраковать обе трубы — спущенную в скважину и следующую за ней.

После сильного натяжения колонны при срыве пакера или освобождении ее от прихвата все резьбовые соединения, свинченные в заводских условиях, необходимо докрепить.