



НОРЙТБУР

ГОД ОСНОВАНИЯ 1950

О КОМПАНИИ	3
СТРУКТУРА КОМПАНИИ	5
ИНТЕГРИРОВАННЫЙ СЕРВИС	6
ДОЛОТНЫЙ СЕРВИС	8
ИНЖЕНЕРНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПАРКА ВЗД	12
ОТБОР КЕРНА	16
ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТВОЛОВ	18
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ	19
СОПУТСТВУЮЩИЕ ОБОРУДОВАНИЕ	27



О КОМПАНИИ

ОАО «Нефтебур» было основано в 1950 году в качестве производственного союзного треста «Нефтебурмашремонт» (впоследствии преобразованного в объединение «Союзнефтебурмашремонт») для комплектации, ремонта и поставок бурового, нефтепромыслового оборудования и запасных частей нефтяной промышленности СССР и других отраслей.

ОАО «Нефтебур» имеет региональные подразделения в г. Сургуте, г. Самаре, г. Волгограде и в г. Люберцы Московской области, собственные производственные базы в г. Сургуте и г. Оренбурге, а так же является владельцем контрольного пакета акций машиностроительных заводов ОАО «Завод Нефтегазмаш» (г. Волгоград).

ОАО «Нефтебур», используя собственные производственные мощности, проводит политику импортозамещения. Основным направлением являются запасные части и комплектующие к колтюбинговому, азотному и насосному оборудованию для гидроразрыва пласта «Hydra Rig» и «Steward & Stevenson», к инжекторам HR-440, HR-660, а также к насосам SPM TWS-250, SPM TWS-600, Denison, Parker.

Завод «Нефтемаш», входящий в состав ОАО « Нефтебур» изготавливает оборудование для очистки буровых растворов под конкретные требования Заказчика любой комплектации и сложности: от отдельных элементов до многоступенчатых систем очистки с полным набором оборудования:

1. Блок коагуляции и флокуляции (БКФ).
2. Вибросито «Пульсар» (аналог «Свако»).
3. Ситогидроциклонный сепаратор (СГС).
4. Центрифуга с $\varnothing$ ротора 500 мм.
5. Центробежный сепаратор «Каскад-40А» (аналог СД-1400 «Свако»).

Наличие собственных производственных мощностей, обширных транспортных связей, складских хозяйств позволяет формировать отгрузки любыми партиями в необходимые сроки.

В настоящее время ОАО «Нефтебур» выполняет функции по организации производства и обеспечению предприятий буровым и нефтепромысловым оборудованием и запасными частями к нему, буровым и нефтепромысловым инструментом, в том числе является официальным представителем компании «HONGHUA GROUP»(ХУНХУА) на Российском рынке.

С 2011 года осуществляет оказание сервисных услуг по инженерно-технологическому сопровождению бурению горизонтальных и наклонно-направленных скважин с использованием телеметрических систем с гидравлическим и электромагнитным каналами связи.

Данные услуги включают в себя:

1. Информационно-телеметрическое сопровождение проводки наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин с использованием систем с гидравлическим и электромагнитным каналами связи.
2. Инженерно-технологическое сопровождение отработки собственно-поставляемых винтовых забойных двигателей и долот.
3. Долотный сервис (составление долотных программ на бурение скважин, поставка и отработка долот на скважине).



О КОМПАНИИ

Наша компания имеет собственный парк долот, винтовых забойных двигателей и 10 телеметрических партий. Из них:

- 5 телеметрических партий с электромагнитными каналами связи БТС и ТЭМС, сформированных на базе шасси КАМАЗ-43118;
- 5 телеметрических партий с гидравлическим каналом связи Sperry-Sun и ГКС, сформированных на базе передвижных вагон-домов.

Сотрудники компании имеют высокую квалификацию и большой опыт работы в области проектирования и бурения нефтяных и газовых скважин.

Стоимость оказания услуг интегрированного сервиса рассчитывается индивидуально для каждой скважины на основании технического задания Заказчика.

Опыт и профессионализм наших специалистов, сформировавшийся десятилетиями деятельности ОАО «Нефтебур» для нефтегазового комплекса, машиностроения, строительства и других отраслей российской промышленности, помогают нашим Заказчикам найти оптимальное решение производственных задач.

Крупнейшими потребителями, доверяющими качеству нашей продукции, являются такие компании как ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Буровая компания Евразия», ООО «Оренбургская буровая компания», ООО «СГК-Бурение», ОАО «Татнефть», ОАО НГК «Славнефть», РУП ПО «Беларуснефть», ГК «Туркменнефть», ГК «Туркменгаз», ООО «СМК», ЗАО «ССК», ООО «Эриэлл Нефтегазсервис», ООО «Буровая Компания Стандарт», ЗАО «Оренбургнефть» и другие.

В случае Вашей заинтересованности предлагаем провести презентацию оборудования и услуг ОАО «Нефтебур» в удобное для Вас время.

С Уважением и надеждой на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество!

Генеральный директор

А.Ю. Маслов



Структура компании

ОАО «Нефтебур» имеет несколько филиалов на территории Российской Федерации:

- Волгоградский филиал
- Самарский филиал
- Сургутский филиал



Помимо этого, ОАО «Нефтебур» владеет производственными мощностями в следующих регионах:

- ❖ Г. Волгоград
- ❖ Г. Оренбург
- ❖ Г. Сургут



Особое внимание заслуживает собственная производственная база и сервисный центр в г. Сургуте и г. Оренбурге



ОАО «Нефтебур» с 2011 года предоставляет услуги интегрированного сервиса по строительству скважин.

Основной целью данного мероприятия является обеспечение нефтегазодобывающих и буровых предприятий передовыми, высокотехнологичными сервисными услугами при бурении горизонтальных и наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин.



Комплекс услуг включает:

- инженерное сопровождение парка долот отечественного и импортного производства с контролем параметров;
- инженерное сопровождение парка ВЗД с контролем параметров;
- геонавигационное сопровождение строительства траектории ствола скважины в процессе бурения электромагнитным и гидравлическим каналами связи.

Комплекс подобран таким образом, чтобы максимально использовать потенциал двигателя и долота, а так же обеспечить наиболее эффективные режимы бурения и необходимую траекторию ствола скважины.

Отработка комплекса производится при сопровождении опытными инженерами технологами, при неукоснительном соблюдении правил и норм в области промышленной, пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, как определяемые федеральными законами, так и локально-нормативными актами заказчика.

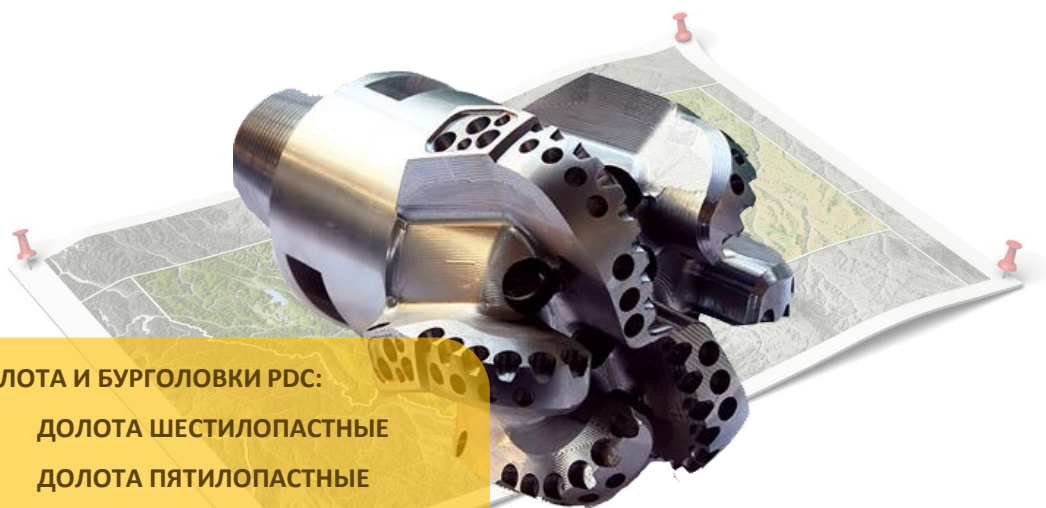
Инженерный состав сотрудников представлен специалистами, имеющими высокую квалификацию и большой опыт работы в области проектирования и бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе и горизонтально направленных и с закачиванием «под хвостовик», с использованием различных типов телеметрических систем для измерений и каротажа в процессе бурения и использования специализированного программного обеспечения.

Все специалисты прошли обучение по охране труда, по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газо-, нефте-, водо-проявлениях», имеют удостоверение об аттестации по промышленной безопасности.



Услуги долотного сервиса включают в себя:

- разработку и согласование долотных программ с учетом исходных геофизических и технико-технологических данных;
- мобилизацию долот, инженерного персонала и сопутствующего оборудования;
- контроль за отработкой долот и соблюдением рекомендованных режимов бурения;
- предоставление отчетности, анализ результатов буровых работ и подготовка рекомендаций по их дальнейшей оптимизации.



ДОЛОТА И БУРГОЛОВКИ PDC:

- ❖ ДОЛОТА ШЕСТИЛОПАСТНЫЕ
- ❖ ДОЛОТА ПЯТИЛОПАСТНЫЕ
- ❖ ДОЛОТА ЧЕТЫРЕХЛОПАСТНЫЕ
- ❖ БУРГОЛОВКИ ШЕСТИЛОПАСТНЫЕ
- ❖ БУРГОЛОВКИ ВОСЬМИЛОПАСТНЫЕ

Условное обозначение долот PDC



С - Противоударные вставки, расположенные за основным рядом вооружения



Д - Дополнительный ряд вооружения PDC



Т - Термостабильные резцы PDC на калибрующей части долота



Р - Резцы PDC на обратной стороне калибра для обратного расширения ствола скважины

Условное обозначение бурголовок PDC



Категории твердости пород:

М	мягкие
МС	мягко-средние
С	средние
СТ	средне-твердые
Т	твердые

Дополнительные опции:

А	резцы PDC повышенной абразивной стойкости
У	резцы PDC повышенной ударной стойкости
С	противоударные вставки, расположенные за основным рядом вооружения
И	противоударные вставки с импрегнированными алмазами, расположенные за основным рядом вооружения
Д	дополнительный ряд вооружения PDC
Т	термостабильные резцы PDC на калибрующей части долота
Р	резцы PDC на обратной стороне калибра для обратного расширения ствола скважины
М	муфтовое резьбовое соединение



Буровые долота и бурильные головки типа PDC со стальным корпусом, оснащены синтетическими алмазными резцами PDC и сверхтвердыми композиционными материалами.

Долота и бурильные головки предназначены для бурения сплошным забоем и с отбором керна горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных скважин в мягких, средних и твердых малоабразивных и абразивных породах с использованием в качестве привода ротора и винтовых забойных двигателей.

Изготовление корпусов долот осуществляется на пятиосевых фрезерных и токарно-фрезерных обрабатывающих центрах последнего поколения одного из лидеров мирового станкостроения японской компании Mazak. Данные центры позволяют обеспечить высочайшую производительность и точность при изготовлении сложных лопастных конструкций.

Для армирования долот и бурголовок применяются сверхтвердые композиционные материалы. Это позволяет гарантировать высокую износостойкость долот и существенный прирост таких показателей, как **механическая скорость, проходка за долбление и проходка на долото.**

Технические характеристики долот PDC



Обозначение долота	Диаметр, мм	Диаметр, дюймов	Присоединительные резьбы		Категория пород	Код IADC	Вес, кг
			ГОСТ	API			
295,3-СТ-619CA	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8 Reg	средне-твердые	S333	90
295,3-МС-519CA	295,3	11 5/8	3-152	6 5/8 Reg	мягко-средние	S323	90
220,7-СТ-613CA	220,7	8 11/16	3-117	4 1/2 Reg	средне-твердые	S333	47
220,7-МС-516CA	220,7	8 11/16	3-117	4 1/2 Reg	мягко-средние	S223	45
220,7-МС-416CA	220,7	8 11/16	3-117	4 1/2 Reg	мягко-средние	S222	42
215,9-СТ-613CA	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	средне-твердые	S333	47
215,9-МС-516CA	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	мягко-средние	S223	45
215,9-МС-416CA	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	мягко-средние	S222	42
155,6-СТ-613CA	155,6	6 1/8	3-88	3 1/2 Reg	средне-твердые	S332	18
142,9-СТ-413CA	142,9	5 5/8	3-88	3 1/2 Reg	мягко-средние	S232	17
126-МС-610CA	126	4 31/32	3-76	2 7/8 Reg	мягко-средние	S332	13
124-МС-413CA	124	4 7/8	3-76	2 7/8 Reg	мягко-средние	S232	10
123,8-МС-610CA	123,8	4 7/8	3-76	2 7/8 Reg	мягко-средние	S332	12

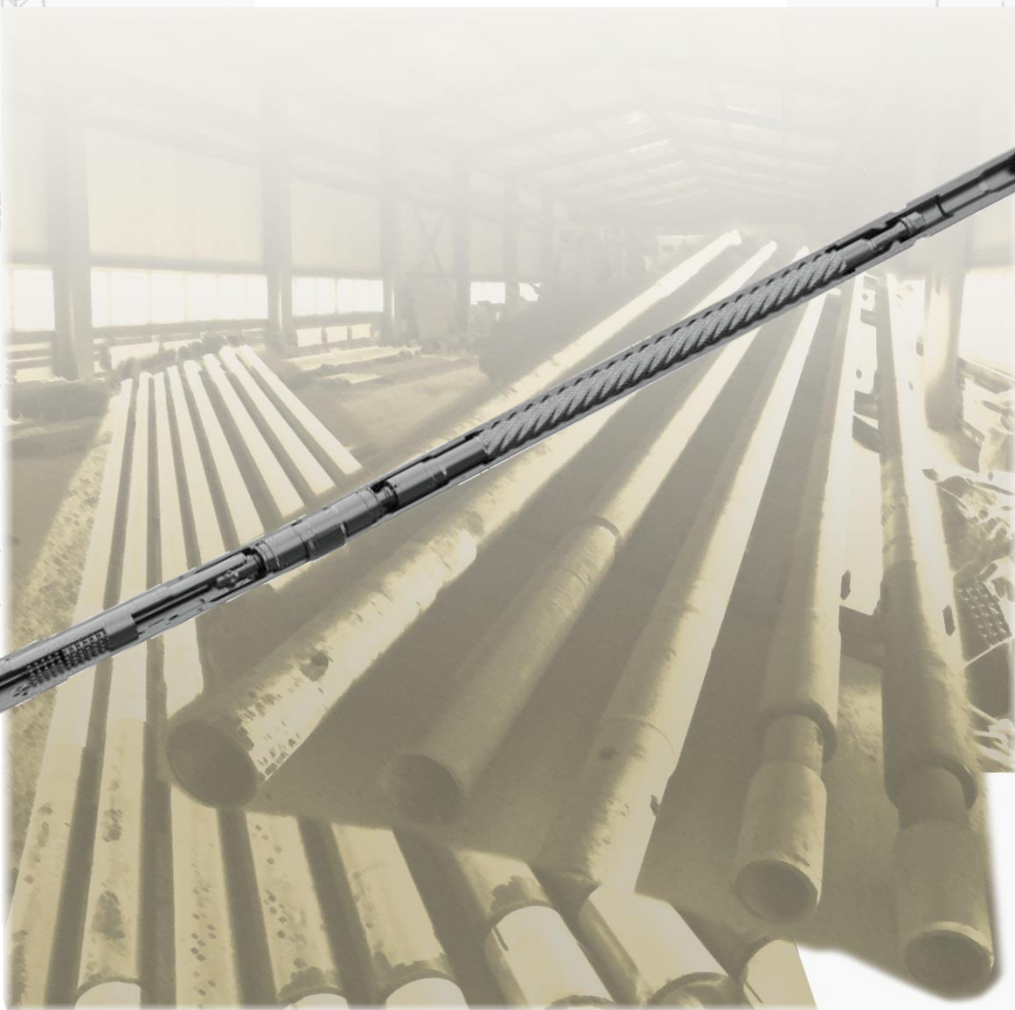
Технические бурильных головок PDC

Обозначение бурильной головки	Наружный диаметр		Диаметр керна, мм	Присоединительные резьбы по ГОСТ	Категория пород	Код IADC	Вес, кг
	мм	дюймов					
215,9/100-СТ-913	215,9	8 1/2	100	МК 150x6x1:8 / 3-161	средне-твердые	S432	24
215,9/100-МС-613	215,9	8 1/2	100	МК 150x6x1:8 / 3-161	мягко-средние	S332	22
212,7/100-СТ-913	212,7	8 3/8	100	МК 150x6x1:8 / 3-161	средне-твердые	S432	24
212,7/100-МС-613	212,7	8 3/8	100	МК 150x6x1:8 / 3-161	мягко-средние	S332	22
215,9/80-СТ-913	215,9	8 1/2	80	МК 150x6x1:8 / 3-161	средне-твердые	S432	25
215,9/80-МС-613	215,9	8 1/2	80	МК 150x6x1:8 / 3-161	мягко-средние	S332	23
212,7/80-СТ-913	212,7	8 3/8	80	МК 150x6x1:8 / 3-161	средне-твердые	S432	25
212,7/80-МС-613	212,7	8 3/8	80	МК 150x6x1:8 / 3-161	мягко-средние	S332	23

Услуги инженерного сопровождения ВЗД включают:

- подбор высокомоментных ВЗД с учетом исходных геофизических и технико-технологических данных, долотной программы и профиля скважины;
- мобилизацию ВЗД и инженерного персонала до производственной базы Заказчика и при необходимости до скважины (с использованием вездеходной техники, оснащенной грузоподъемными механизмами-манипуляторами);
- контроль за отработкой ВЗД и соблюдением рекомендованных режимов бурения;
- предоставление отчетности, анализ результатов буровых работ и подготовка рекомендаций по их дальнейшей оптимизации.

Прокатный парк представлен винтовыми забойными двигателями ОАО «Пермнефтемашремонт»





ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕКЦИЙ РАБОЧИХ ОРГАНОВ

Габариты двигателя	Шифр секции рабочих органов	Тип секции рабочих органов (О - обычная, П - профилированная)	Заходность ротора/статора Zp/Zc	Длина статора	Длина активной части статора, мм	Рабочий диапазон расхода промысловой жидкости, л/с	Частота вращения вала на холостом ходу	Максимально допустимый дифференциальный перепад давления, атм.	Параметры при максимально допустимом дифференциальном перепаде давления			Максимальная мощность, кВт	Параметры при максимальной мощности		
									Частота вращения вала, об/мин	Момент силы, кгс*м	Мощность, кВт		Дифференциальный перепад давления, атм.	Частота вращения вала, об/мин	Момент силы, кгс*м
95(3 3/4)	ДРУ-95.4/5.33	О	4/5	3300	3000	5...10	447	75	171...342	152	21...44	24...45	45...90	145...290	139...196
	ДРУ-95.5/6.33	О	5/6	3300	3000	5...10	340	41	139...260	206	28...56	29...57	28...56	114...243	128...257
	ДРУ-95.6/7.34	О	6/7	3400	31000	5...10	248	49	124...204	176	25...49	26...50	30...60	92...182	114...229
106(4 1/4)	ДРУ-106.7/8.23	О	7/8	2300	2000	6...12	199	28	120...180	172	13...32	14...33	17...34	50...136	142...215
	ДРУ-106.7/8.28	О	7/8	2800	2500	6...12	190	55	84...168	204	22...45	23...46	33...66	78...157	128...256
	ДРУ-106.5/6.33	О	5/6	3300	3000	6...12	410	58	287...378	205	28...80	29...81	36...71	135...296	136...269
	ДРУ-106П.5/6.33	П	5/6	3300	3000	6...12	410	64	287...378	268	50...102	51...103	38...75	135...296	152...305
	ДРУ-106.7/8.33	О	7/8	3300	3000	6...12	199	46	120...180	226	27...56	28...57	29...59	50...136	190...288
	ДРУ-106.6/7.40	О	6/7	4000	3700	6...12	281	78	115...231	294	29...58	27...54	45...91	103...206	169...338
120(4 3/4)	ДРУ-120.5/6.31	О	5/6	3100	2800	10...20	338	66	126...258	287	38...76	39...77	34...68	122...248	153...305
	ДРУ-120П.5/6.31	П	5/6	3100	2800	10...20	338	90	126...258	409	55...108	55...110	55...109	122...248	248...496
172(6. 3/4)	ДРУ-172.9/10.23	О	9/10	2300	1800	25...35	148	30	89...124	422	39...54	39...55	26...37	82...115	346...484
	ДРУ-172.7/8.24	О	7/8	2400	2000	25...35	190	49	109...153	616	69...97	72...100	42...59	96...134	525...733
	ДРУ-172.7/8.28	О	7/8	2800	2400	25...35	190	58	109...153	744	83...117	86...120	50...70	96...134	634...888
	ДРУ-172П.7/8.28	П	7/8	2800	2400	25...35	190	75	109...153	967	107...152	110...154	65...91	96...134	824...1153
	ДРУ-172.9/10.29	О	9/10	2900	2500	25...35	148	41	89...124	576	53...74	54...76	34...47	81...113	476...666
	ДРУ-172.7/8.34	О	7/8	3400	3020	25...35	190	72	109...153	931	107...146	111...151	62...87	96...134	795...1114
	ДРУ-172.5/6.34	О	5/6	3400	3020	25...35	256	49	140...196	517	74...104	73...105	42...60	118...166	447...628
	ДРУ-172.5/6.41.120	О	5/6	4100	3780	25...35	235	57	129...180	647	85...119	86...121	49...69	108...151	564...789
	ДРУ-172.5/6.41.100	О	5/6	4100	3780	25...35	277	68	151...212	670	104...146	106...147	59...83	127...179	582...816
	ДРУ-172.7/8.43	О	7/8	4350	4000	25...35	211	98	121...169	1132	141...197	146...204	84...118	106...149	966...1353
	ДРУ-172П.7/8.43	П	7/8	4350	4000	25...35	211	137	121...169	1612	198...280	207...291	108...152	106...149	1403...1961
	ДРУ-172.5/6.45	О	5/6	4500	4100	25...35	227	74	124...174	904	115...161	117...165	64...90	105...147	790...1107
	ДРУ-172.7/8.48	О	7/8	4840	4460	25...35	194	101	111...156	1396	160...224	166...233	87...122	97...137	1197...1676
	ДРУ-172.5/6.51	О	5/6	5100	4720	25...35	227	85	162...174	1043	132...186	136...191	73...103	105...147	913...1279
	ДРУ-172.7/8.49	О	7/8	4970	4580	25...35	241	126	138...194	1300	185...259	192...270	108...152	121...170	1117...1565
	ДРУ-172.7/8.50	О	7/8	5000	4600	18...30	300	131	144...241	893	147...893	153...226	105...158	141...158	705...1058
	ДРУ-172.7/8.54	О	7/8	5400	5000	25...35	199	120	113...159	1505	176...247	183...257	103...145	108...152	1291...1808



ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕКЦИЙ РАБОЧИХ ОРГАНОВ

Габариты двигателя	Шифр секции рабочих органов	Тип секции рабочих органов (О - обычная, П - профилированная)	Заходность ротора/статора Zp/Zc	Длина статора	Длина активной части статора, мм	Рабочий диапазон расхода промывочной жидкости, л/с	Частота вращения вала на холостом ходу	Максимально допустимый дифференциальный перепад давления, атм	Параметры при максимально допустимом дифференциальном перепаде давления			Максимальная мощность, кВт	Параметры при максимальной мощности		
									Частота вращения вала, об/мин	Момент силы, кгс*м	Мощность, кВт		Дифференциальный перепад давления, атм.	Частота вращения вала, об/мин	Момент силы, кгс*м
195(7 5/8)	ДРУ-195.9/10.23	О	9/10	2300	1800	25...35	148	32	87...122	473	42...59	44...61	28...39	78...109	395...553
	ДРУ-195П.9/10.23	П	9/10	2300	1800	25...35	148	46	87...122	698	62...87	65...91	35...49	78...109	587...823
	ДРУ-195.9/10.29	О	9/10	2900	2300	25...35	148	43	87...122	641	57...80	59...83	38...53	78...109	611...855
	ДРУ-195.7/8.34	О	7/8	3400	3000	25...35	163	76	91...128	1201	112...158	116...163	65...92	78...110	1042...1459
	ДРУ-195.9/10.34	О	9/10	3400	3000	25...35	148	52	87...122	811	70...98	73...102	40...56	78...109	684...958
	ДРУ-195.5/6.34	О	5/6	3400	3020	25...35	282	55	154...215	535	85...118	86...121	47...66	131...183	467...654
	ДРУ-195.5/6.41	О	5/6	4100	3780	25...35	277	68	151...212	686	104...146	109...152	59...83	127...179	597...840
	ДРУ-195.6/7.41	О	6/7	4100	3600	25...35	176	57	96...135	879	85...122	88...125	49...69	81...114	770...1077
	ДРУ-195П.6/7.41	П	6/7	4100	3600	25...35	176	74	96...135	1143	112...158	117...164	63...89	81...114	1012...1417
	ДРУ-195.7/8.43	О	7/8	4350	4000	25...35	211	98	121...165	1232	149...209	154...214	84...118	106...149	1059...1483
	ДРУ-195П.7/8.43	П	7/8	4350	4000	25...35	211	136	121...165	1661	193...271	208...292	117...165	117...164	1446...2021
	ДРУ-195.7/8.47	О	7/8	4700	4300	25...35	163	109	91...128	1739	163...228	172...237	93...131	78...131	1512...2117
	ДРУ-195.7/8.48	О	7/8	4840	4460	25...35	190	107	109...153	1407	157...220	164...230	92...130	96...134	1204...1691
	ДРУ-195.7/8.49	О	7/8	4970	4580	25...35	241	126	135...194	1300	185...259	193...270	108...152	121...170	1118...1565
	ДРУ-195.5/6.51	О	5/6	5100	4720	25...35	227	85	124...174	1063	147...206	140...196	73...103	105...147	934...1308
	ДРУ-195.4/5.53	О	4/5	5300	4900	25...35	330	115	180...252	1028	190...267	197...276	99...139	152...214	908...1272
240(9 1/2)	ДРУ-240.6/7.24	О	6/7	2400	2000	30...50	162	32	74...124	791	49...83	51...86	19...32	63...105	586...978
	ДРУ-240.7/8.34.90	О	7/8	3400	3000	30...50	177	67	83...139	1464	125...209	131...219	51...86	80...115	1316...1881
	ДРУ-240.7/8.34.110	О	7/8	3400	3000	30...50	144	55	67...113	1458	101...169	105...176	40...67	58...97	1072...1786
	ДРУ-240П.7/8.34.110	П	7/8	3400	3000	30...50	144	69	67...113	1898	128...216	130...218	48...81	58...97	1326...2214
	ДРУ-240.7/8.40	О	7/8	4000	3600	30...50	188	81	88...147	1651	375...250	157...263	58...97	76...127	1217...2029
	ДРУ-240.6/7.40	О	6/7	4000	3600	30...50	128	48	58...97	1498	90...151	95...156	34...57	50...83	1114...1856
	ДРУ-240П.6/7.40	П	6/7	4000	3600	30...50	128	62	58...97	1949	115...197	122...104	57...95	50...83	1448...2414
	ДРУ-240.5/6.41	О	5/6	4100	3700	30...50	206	60	95...158	1226	119...199	124...206	44...73	80...134	931...1551
	ДРУ-240П.5/6.41	П	5/6	4100	3700	30...50	206	79	95...158	1599	155...259	160...268	56...93	80...134	1209...2016



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

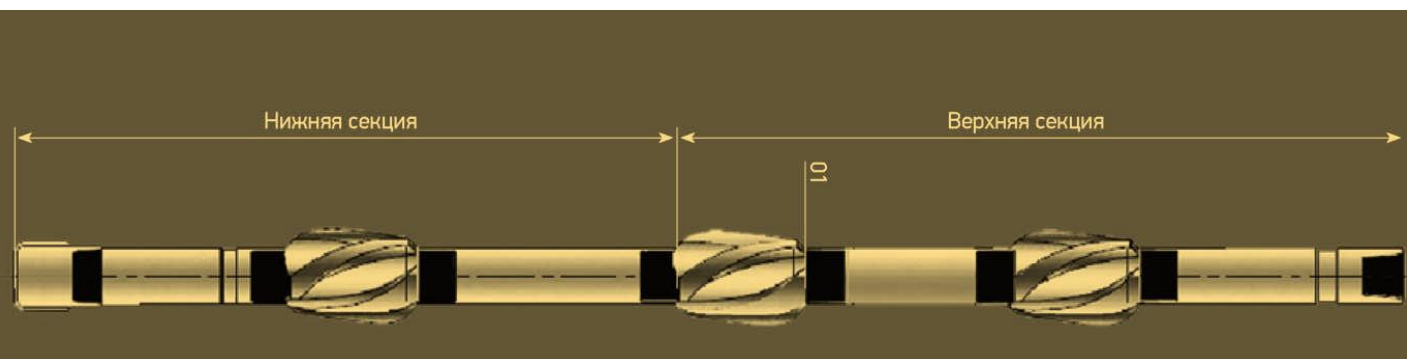
Габарит двигателя	Шифр двигателя**	Диаметр применяемых долот	Максимально допустимая нагрузка на долото, кг	Присоединительная резьба к долоту	Присоединительная резьба к буровым трубам	Максимальный диаметр шпindelной секции, мм	Угол искривления между секциями, градус	Максимальный диаметр статора, мм*	Длина нижнего плеча, мм*	Длина двигателя *, мм	Масса двигателя, кг
95(3 3/4)	ДРУ-95.4/5.33	120,6-151,0	10000	3-66	3-66	95,106	0...2,5	95	1206 (1 465)	5230	260
	ДРУ-95.5/6.33			3-76	3-73					5230	260
	ДРУ-95.6/7.34			3-88	3-76					5330	263
106(4 1/4)	ДРУ-106.7/8.23	120,6...151,0	10000	3-66 3-76 3-88	3-66 3-73 3-86 3-88	106	0...2,5	106	1206 (1 465)	5400	250
	ДРУ-106.7/8.28									5700	305
	ДРУ-106.5/6.33									6200	330
	ДРУ-106.7/8.33									5783	335
	ДРУ-106.6/7.40									6450	395
120(4 3/4)	ДРУ-120.5/6.31	139,7...177,8	14000	3-88	3-102	120	0...2,5	120	-	5750	430
172(6 3/4)	ДРУ-172.9/10.23	212,7...269,9	25000	3-117	3-133 3-147	195	0...2 (0...2,5)	176 (172,178)	1 955 (2 105,2 138)	5550	815
	ДРУ-172.7/8.24									6140	875
	ДРУ-172.7/8.28									6150	905
	ДРУ-172.9/10.29									6150	875
	ДРУ-172.7/8.34									6630	905
	ДРУ-172.5/6.34									6650	985
	ДРУ-172.5/6.41									7440	1000
	ДРУ-172.7/8.43									7580	1090
	ДРУ-172.5/6.45									7600	1280
	ДРУ-172.7/8.48									7800	1340
	ДРУ-172.5/6.48									7800	1340
	ДРУ-172.7/8.49									7900	1350
	ДРУ-172.5/6.51									8050	1390
	ДРУ-172.5/6.53									8300	1440
	ДРУ-172.7/8.54									8420	1470
	ДРУ-172/186.5/6.45									7750	1280
195(7 5/8)	ДРУ-195.9/10.23	215,9...269,9	30000	3-117	3-147 3-152	195	0...2	195	2 150 (2 499)	5820	1090
	ДРУ-195.9/10.29									6420	1140
	ДРУ-195.5/6.30									6430	1150
	ДРУ-195.9/10.34									7480	1390
	ДРУ-195.5/6.34									7480	1340
	ДРУ-195.5/6.41									7840	1424
	ДРУ-195.6/7.41									7840	1424
	ДРУ-195.7/8.43									8200	1460
	ДРУ-195.7/8.48									8700	1520
	ДРУ-195.5/6.51									9000	1550
	ДРУ-195.4/5.53									9200	1580
240(9 1/2)	ДРУ-240.6/7.24	285,8...444,5	40000	3-152	3-152 3-171	240	0...2	240	2 937 (3 040,3 310)	7100	1650
	ДРУ-240-7/8.34									7220	1715
	ДРУ-240-6/7.40									8320	1780
	ДРУ-240-5/6.41									8450	1810

Услуги по отбору керна включают в себя:

- Предоставление керноприемного снаряда (одно-, двух-, трехсекционного), бурголовок PDC, металлических (для неизолированного керна) и стеклопластиковых (для изолированного керна) керноприемных труб, ящиков для хранения керна
- Предоставление высокомоментного винтового забойного двигателя для увеличения механической скорости бурения и обеспечения выноса керна на уровне не менее 90% при работе с двухтрехсекционным керноотборным снарядом (14-21 м)
- Мобилизацию оборудования и инженерного персонала до производственной базы Заказчика и при необходимости до скважины (с использованием вездеходной техники, оснащенной грузоподъемными механизмами-манипуляторами)
- Инженерно-технологическое сопровождение отбора керна, контроль за рекомендованными режимами бурения с отбором керна.

Виды отбираемого керна:

- Неизолированный
- Изолированный
- Ориентированный



Керноотборные снаряды

Керноотборные снаряды (устройства) предназначены для отбора керна при бурении нефтяных и газовых скважин и имеют следующие особенности:

- Одно-, двух- и трехсекционное исполнение
- Новая конструкция кернорвателей, препятствующая воздействию бурового раствора на керн
- Использование на рычажках кернорвателей твердосплавных наплавов, обеспечивающих надежный захват и отрыв керна от забоя

Технические характеристики устройств керноприемных

Технические характеристики		УК-127/80		УК-172/80		УК-172/100	
Диаметр применяемых буроголовок, мм		149,2...177,8		212,7...215,9			
Максимальный наружный диаметр корпуса, мм		130		176		188	
Внутренний диаметр керноприемной трубы, мм		85		88		107	
Количество секций		1	2	1	2	1	2
Полезная длина керноприемной трубы, мм		6 550	13 000	7 000	14 050	7 000	14 050
Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864-90:	к буроголовке	МК119х4х1:16		МК150х6х1:8 3-161			
	к бурильным трубам	3-102		3-133			
	к ВЗД	3-102		3-117			
Допустимая осевая нагрузка на буроголовку, кгс		14 000		10 000		12 000	
Длина устройства, мм		7 300	13 800	8 715	15 640	9 120	16 040
Масса, кг		290	615	870	1 595	955	1 680

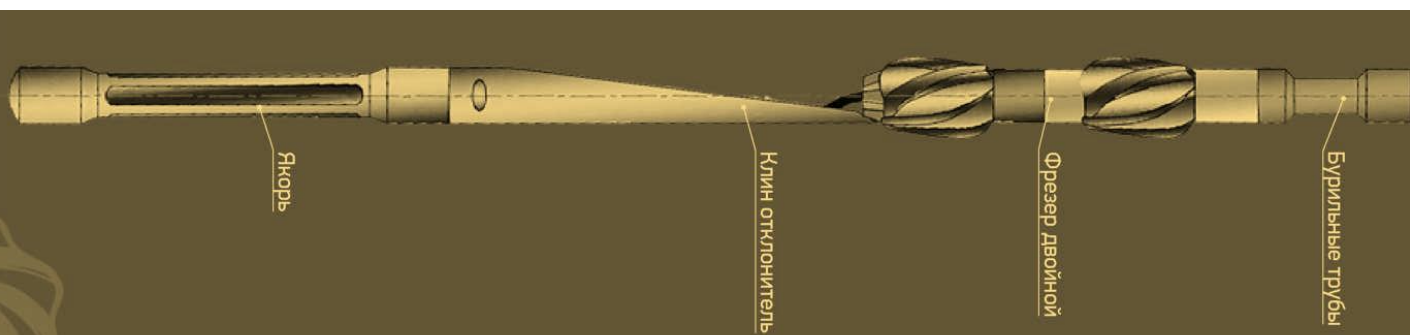
- ❖ Оснащение рычажковых кернорвателей приспособлением, позволяющим керноприемной трубе оставаться в процессе отбора керна неподвижной, снижая таким образом трение и разрушение керна о стенки трубы и повышая результативность отбора керна
- ❖ Применение на внутренней поверхности цанг сверхтвердого покрытия, обеспечивающего надежное удержание керна в процессе его подъема на поверхность
- ❖ Возможность комплектации снарядов центраторами с прямыми и спиральными лопастями, армированными твердосплавными зубками и другими сверхтвердыми композиционными материалами
- ❖ Возможность комплектации снарядов стеклопластиковыми (фиброглассовыми) керноприемными трубами для отбора изолированного керна.

Керноотборные снаряды изготавливаются в соответствии с ТУ 3664-004-00145885-2009.
Сертификат соответствия ГОСТ Р на двигатели винтовые забойные №РОСС RU.АЮ77.И10998.

Зарезка боковых стволов

Услуги по зарезке боковых стволов включают в себя:

- Предоставление оборудования для вырезки окна в обсадной колонне за одну СПО (комплекс Bulava SideTrack System):
 - ❖ Диаметр обсадной колонны: 177,8, 168,3, 146, 139,7 мм
 - ❖ Варианты комплекса:
 - клин-отклонитель, фреза стартовая, фреза арбузовидная
 - якорь, клин-отклонитель, двойной фрезер
- Мобилизация оборудования и персонала
- Инженерно-технологическое сопровождение вырезки окна в обсадной колонне.



Геонавигационное сопровождение строительства траектории ствола скважины в процессе бурения включает:

- разработку и согласование плана-программы бурения наклонно-направленного или горизонтального участка скважины, включая расчет и построение проектного профиля и инженерные пояснения;
- использование для мониторинга направленного бурения телеметрическим систем с гидравлическим и электромагнитным каналом связи;
- дополнительные расчеты и корректировку профиля скважины в процессе бурения в случае изменения Заказчиком задания;
- предоставление суточной и итоговой отчетности, анализ результатов буровых работ и подготовка рекомендаций по их дальнейшей оптимизации;
- мобилизацию оборудования и инженерного персонала до производственной базы Заказчика и при необходимости до скважины.

Мобилизация телеметрических систем выполнена следующим образом:

- ❖ телеметрические системы с электромагнитным каналом связи предоставляются на базе ПМТС шасси КАМАЗ-43118;
- ❖ телеметрические системы с гидравлическим каналом связи предоставляются на базе двух вагонов-домов (телеметрической партии и инструментального вагона).



Телесистема ГКС-45/178 (48/178)



1. Назначение:

1.1 Телесистема с гидравлическим каналом связи (ГКС) предназначена для управления бурением скважин по проектной траектории путем непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород в процессе бурения «172-195» забойным двигателем наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть или газ.

1.2 Рабочие условия (для скважинной части):

1.2.1 Расход промывочной жидкости, л/сек	24 – 37
1.2.2 Частота передачи, Гц	0,5; 0,8
1.2.3 Перепад давления в импульсе, Мпа	0,3-1,2
1.2.4 Максимальная интенсивность пространственного угла искривления скважины:	
- при бурении без вращения	6°/10 м
- при бурении с вращением	3°/10 м
1.2.5 Обороты ротора(максимальные) при бурении с вращением, об/мин	60
1.2.6 Максимальное давление, Мпа	90,0
1.2.7 Диапазон рабочих температур (до +120°С – по спец. заказу)	от минус 10 до +80°С
1.2.8 Содержание песка в промывочной жидкости, не более	1%
1.2.9 Уровень механических воздействий – подгруппа МС3-1 согласно ГОСТ 26116-84	

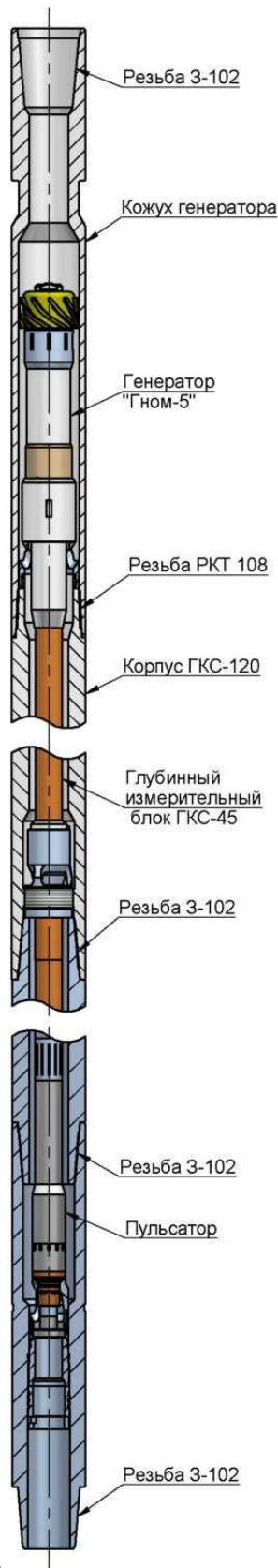
2. Технические данные:

2.1 Диапазон измерения азимута	от 0 до 360°
2.2 Диапазон измерения зенитного угла	от 0 до 180°
2.3 Диапазон измерения угла установки отклонителя	от 0 до 360°
2.4 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности:	
- при измерении азимута	± 2°
- при измерении зенитных углов	± 20'
- при измерении угла установки отклонителя	± 2°
2.5 Скорость передачи данных:	
- скорость обновления «ТГ» при бурении на частоте передачи 0,8 Гц, сек	15,0
- время выдачи замера на частоте передачи 0,8 Гц, сек	156

Отличия данной телесистемы от существующих аналогов следующие:

- более высокая скорость передачи информации по сравнению с батарейными телесистемами импортного производства (обновление оперативной забойной информации в ГКС-45(48)/178 происходит с периодичностью 15сек, а в импортных – 29сек)
- высокая стоимость батарейных блоков (около 60,0 тыс. руб. на 150 часов работы). Нароботка генератора «Гном» до первого ТО – 500 час. Затраты на ТО – 30,0 тыс. рублей. Таким образом, генератор до первого ТО окупается относительно батарейных блоков. Также нет проблем с утилизацией литиевых батарей и организацией безопасной зоны по их обслуживанию.
- длина сборки «генератор + измерительный блок (с гамма-каротажем) + пульсатор» менее 4,5м, у импортных аналогов – 7...9 м.

Телесистема ГКС-45/120



1. Назначение:

1.1 Телесистема с гидравлическим каналом связи (ГКС) предназначена для управления бурением скважин по проектной траектории путем непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород в процессе бурения «105-127» забойным двигателем наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть или газ.

1.2 Рабочие условия (для скважинной части):

1.2.1 Расход промывочной жидкости, л/сек	8 – 20
1.2.2 Частота передачи, Гц	0,5; 0,8
1.2.3 Перепад давления в импульсе, Мпа	0,3-1,2
1.2.4 Максимальная интенсивность пространственного угла искривления скважины:	
- при бурении без вращения	8°/10 м
- при бурении с вращением	4°/10 м
1.2.5 Обороты ротора(максимальные) при бурении с вращением, об/мин	60
1.2.6 Максимальное давление, Мпа	90,0
1.2.7 Диапазон рабочих температур (до +120°С – по спец. заказу)	от минус 10 до +80°С
1.2.8 Содержание песка в промывочной жидкости, не более	1%
1.2.9 Уровень механических воздействий – подгруппа МС3-1 согласно ГОСТ 26116-84	

2. Технические данные:

2.1 Диапазон измерения азимута	от 0 до 360°
2.2 Диапазон измерения зенитного угла	от 0 до 180°
2.3 Диапазон измерения угла установки отклонителя	от 0 до 360°
2.4 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности:	
- при измерении азимута	± 2°
- при измерении зенитных углов	± 20'
- при измерении угла установки отклонителя	± 2°
2.5 Скорость передачи данных:	
- скорость обновления «ТФ» при бурении на частоте передачи 0,8 Гц, сек	15,0
- время выдачи замера на частоте передачи 0,8 Гц, сек	156

Отличия данной телесистемы от существующих аналогов следующие:

- более высокая скорость передачи информации по сравнению с батарейными телесистемами импортного производства (обновление оперативной забойной информации в ГКС-45/120 происходит с периодичностью 15сек, а в импортных – 29сек)
- высокая стоимость батарейных блоков (около 60,0 тыс. руб. на 150 часов работы). Нарботка генератора «Гном-5» до первого ТО – 500 час. Затраты на ТО – 30,0 тыс. рублей. Таким образом, генератор до первого ТО окупается относительно батарейных блоков. Также нет проблем с утилизацией литиевых батарей и организацией безопасной зоны по их обслуживанию.
- длина сборки «генератор + измерительный блок (с гамма-кап пульсатор» менее 4,5м, у импортных аналогов – 7... 9 м.

Телесистема ТЭМС-45/120 (48/120)



1. Назначение:

1.1 Телесистема с электромагнитным каналом связи (ТЭМС) предназначена для управления бурением скважин по проектной траектории путем непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород в процессе бурения «120-127» (долото 140мм) забойным двигателем наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть или газ.

1.2 Рабочие условия (для скважинной части):

1.2.1 Рабочая/максимальная осевая нагрузка, кН	100/400
1.2.2 Рабочий/максимальный вращающий момент, кН*м	12/18
1.2.3 Расход промывочной жидкости, л/сек	10 - 20
1.2.4 Максимальная интенсивность пространственного угла искривления скважины:	

- при бурении без вращения	8°/10 м
- при бурении с вращением	4°/10 м

1.2.5 Обороты ротора (максимальные)

при бурении с вращением, об./мин	60
----------------------------------	----

1.2.6 Максимальное давление, Мпа	65,0 (90)
----------------------------------	-----------

1.2.7 Диапазон рабочих температур (до +120°C – по спец. заказу)	от минус 10 до +80°C
--	----------------------

1.2.8 Содержание песка в промывочной жидкости, не более	4%
---	----

1.2.9 Уровень механических воздействий – подгруппа МС3-1
согласно ГОСТ 26116-84

2. Технические данные:

2.1 Диапазон измерения азимута	от 0 до 360°
--------------------------------	--------------

2.2 Диапазон измерения зенитного угла	от 0 до 180°
---------------------------------------	--------------

2.3 Диапазон измерения угла установки отклонителя	от 0 до 360°
---	--------------

2.4 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности:

- при измерении азимута	± 2°
- при измерении зенитных углов	± 20'
- при измерении угла установки отклонителя	± 2°

2.5 Телесистема ТЭМС сохраняет работоспособность при сопротивлении нагрузки от 0,05 до 100 Ом. Величина нагрузки определяется сопротивлением породы и промывочной жидкости в зоне диэлектрического разделителя.

2.6 Скорость передачи данных:

- скорость обновления «ТФ» при бурении на частоте передачи 10 Гц, сек	4,8
- время выдачи замера на частоте передачи 10 Гц, сек	43,2

Телесистема ТЭМС-45/178 (48/178)

1. Назначение:

1.1 Телесистема с электромагнитным каналом связи (ТЭМС) предназначена для управления бурением скважин по проектной траектории путем непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород в процессе бурения «172-195» забойным двигателем наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть или газ.

1.2 Рабочие условия (для скважинной части):

1.2.1 Рабочая/максимальная осевая нагрузка, кН 300/1000

1.2.2 Рабочий/максимальный вращающий момент, кН*м 25/35

1.2.3 Расход промывочной жидкости, л/сек 25 - 45

1.2.4 Максимальная интенсивность пространственного угла искривления скважины:

- при бурении без вращения 6°/10 м

- при бурении с вращением 3°/10 м

1.2.5 Обороты ротора(максимальные)
при бурении с вращением, об/мин 60

1.2.6 Максимальное давление, МПа 65,0 (90)

1.2.7 Диапазон рабочих температур
(до +120°С – по спец. заказу) от минус 10 до +80°С

1.2.8 Содержание песка в промывочной жидкости, не более 4%

1.2.9 Уровень механических воздействий – подгруппа МС3-1
согласно ГОСТ 26116-84

2. Технические данные:

2.1 Диапазон измерения азимута от 0 до 360°

2.2 Диапазон измерения зенитного угла от 0 до 180°

2.3 Диапазон измерения угла установки отклонителя от 0 до 360°

2.4 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности:

- при измерении азимута ± 2°

- при измерении зенитных углов ± 20'

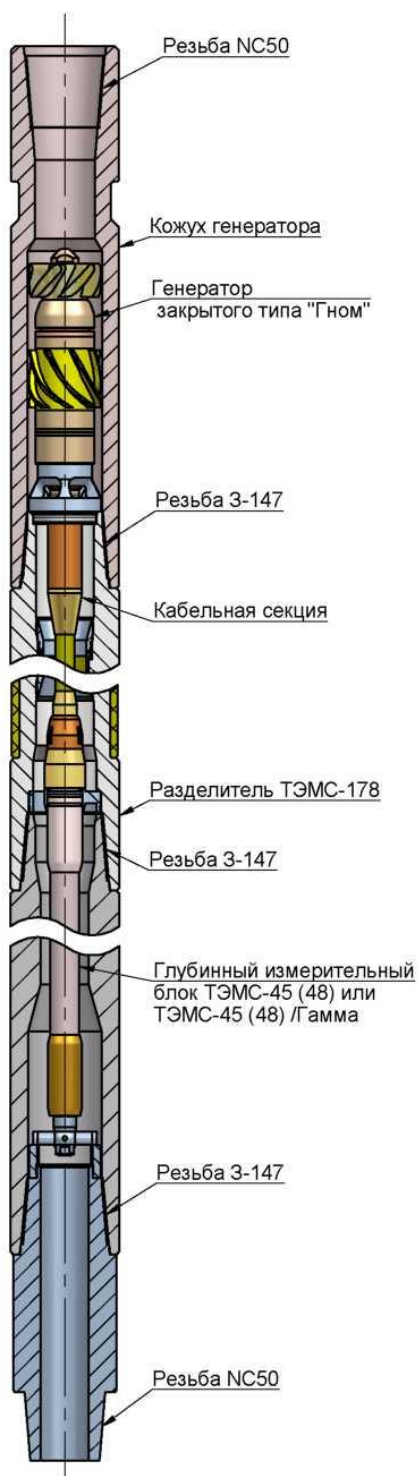
- при измерении угла установки отклонителя ± 2°

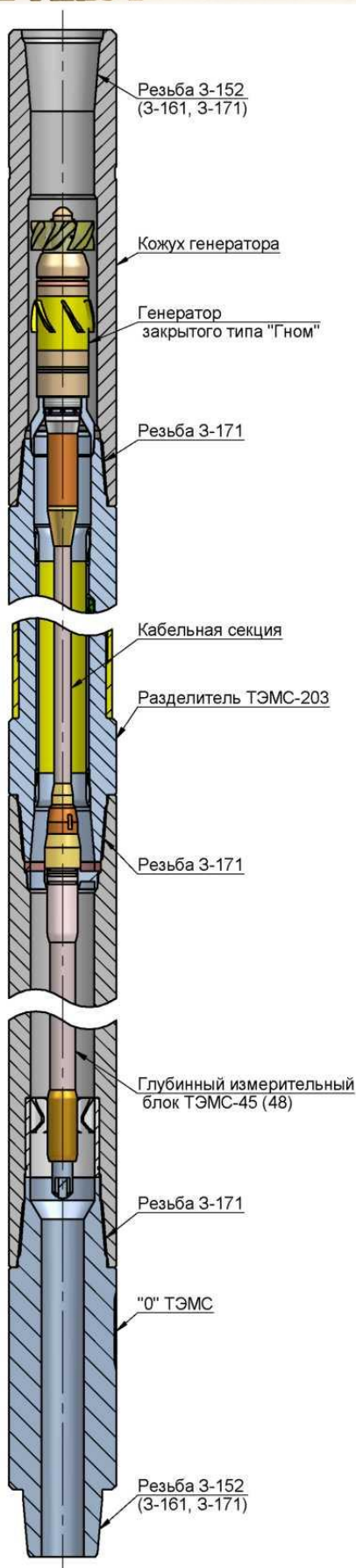
2.5 Телесистема ТЭМС сохраняет работоспособность при сопротивлении нагрузки от 0,05 до 100 Ом. Величина нагрузки определяется сопротивлением породы и промывочной жидкости в зоне диэлектрического разделителя.

2.6 Скорость передачи данных:

- скорость обновления «ТГ» при бурении на частоте передачи 10 Гц, сек 4,8

- время выдачи замера на частоте передачи 10 Гц, сек 43,2





Телесистема ТЭМС-45/203 (48/203)

1. Назначение:

1.1 Телесистема с электромагнитным каналом связи (ТЭМС) предназначена для управления бурением скважин по проектной траектории путем непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород в процессе бурения «240» (долото 296мм и более) забойным двигателем наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть или газ.

1.2 Рабочие условия (для скважинной части):

1.2.1 Рабочая/максимальная осевая нагрузка, кН	350/1500
1.2.2 Рабочий/максимальный вращающий момент, кН*м	30/45
1.2.3 Расход промывочной жидкости, л/сек	30 - 60
1.2.4 Максимальная интенсивность пространственного угла искривления скважины:	

- при бурении без вращения	4°/10 м
- при бурении с вращением	2°/10 м

1.2.5 Обороты ротора(максимальные) при бурении с вращением, об/мин	60
1.2.6 Максимальное давление, Мпа	65,0 (90)
1.2.7 Диапазон рабочих температур (до +120°С – по спец. заказу)	от минус 10 до +80°С
1.2.8 Содержание песка в промывочной жидкости, не более	4%
1.2.9 Уровень механических воздействий – подгруппа МС3-1 согласно ГОСТ 26116-84	

2. Технические данные:

2.1 Диапазон измерения азимута	от 0 до 360°
2.2 Диапазон измерения зенитного угла	от 0 до 180°
2.3 Диапазон измерения угла установки отклонителя	от 0 до 360°
2.4 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности:	
- при измерении азимута	± 2°
- при измерении зенитных углов	± 20'
- при измерении угла установки отклонителя	± 2°

2.5 Телесистема ТЭМС сохраняет работоспособность при сопротивлении нагрузки от 0,05 до 100 Ом. Величина нагрузки определяется сопротивлением породы и промывочной жидкости в зоне диэлектрического разделителя.

2.6 Скорость передачи данных:

- скорость обновления «ТФ» при бурении на частоте передачи 10 Гц, сек	4,8
- время выдачи замера на частоте передачи 10 Гц, сек	43,2

Телесистема ТЭМС-45/240 (48/240)

1. Назначение:

1.1 Телесистема с электромагнитным каналом связи (ТЭМС) предназначена для управления бурением скважин по проектной траектории путем непрерывного измерения угла установки отклонителя, азимута, зенитного угла и естественного излучения гамма пород в процессе бурения «240» (долото 296мм и более) забойным двигателем наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть или газ.

1.2 Рабочие условия (для скважинной части):

1.2.1 Рабочая/максимальная осевая нагрузка, кН	400/2000
1.2.2 Рабочий/максимальный вращающий момент, кН*м	30/50
1.2.3 Расход промывочной жидкости, л/сек	30 - 67
1.2.4 Максимальная интенсивность пространственного угла искривления скважины:	

- при бурении без вращения	3,5°/10 м
- при бурении с вращением	1,75°/10 м

1.2.5 Обороты ротора(максимальные)

при бурении с вращением, об/мин	60
---------------------------------	----

1.2.6 Максимальное давление, Мпа

1.2.7 Диапазон рабочих температур	от минус 10 до +80°С
-----------------------------------	----------------------

(до +120°С – по спец. заказу)

1.2.8 Содержание песка в промывочной жидкости, не более

1.2.9 Уровень механических воздействий – подгруппа МС3-1	4%
--	----

согласно ГОСТ 26116-84

2. Технические данные:

2.1 Диапазон измерения азимута	от 0 до 360°
--------------------------------	--------------

2.2 Диапазон измерения зенитного угла	от 0 до 180°
---------------------------------------	--------------

2.3 Диапазон измерения угла установки отклонителя	от 0 до 360°
---	--------------

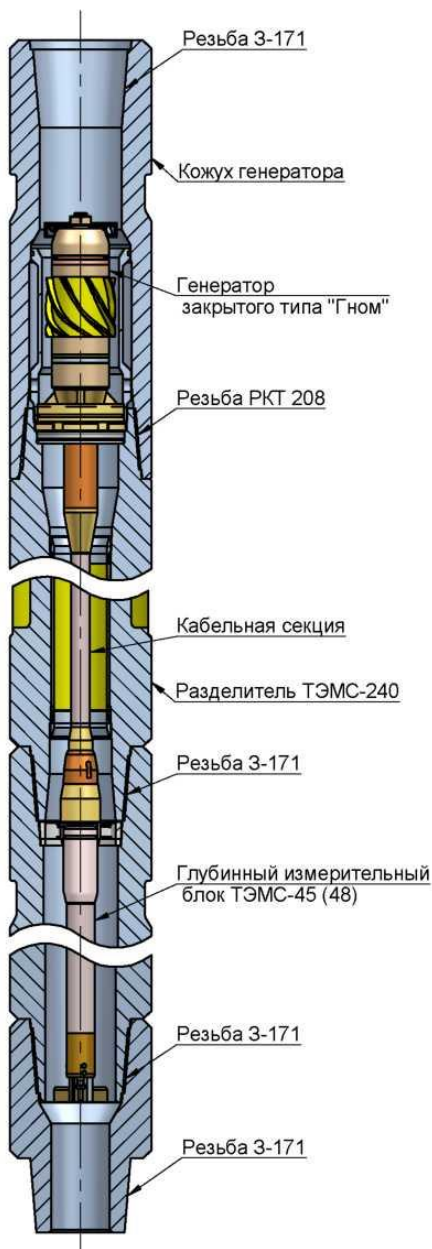
2.4 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности:

- при измерении азимута	± 2°
- при измерении зенитных углов	± 20'
- при измерении угла установки отклонителя	± 2°

2.5 Телесистема ТЭМС сохраняет работоспособность при сопротивлении нагрузки от 0,05 до 100 Ом. Величина нагрузки определяется сопротивлением породы и промывочной жидкости в зоне диэлектрического разделителя.

2.6 Скорость передачи данных:

- скорость обновления «ТФ» при бурении на частоте передачи 10 Гц, сек	4,8
- время выдачи замера на частоте передачи 10 Гц, сек	43,2



БТС-172-70

Точность системы

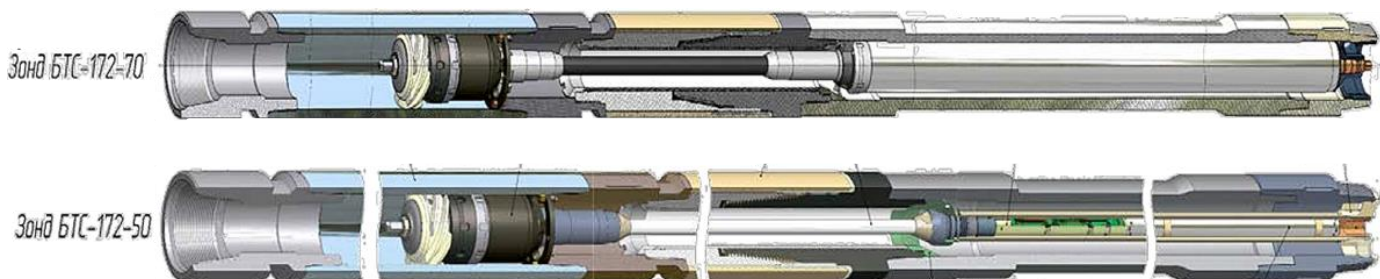
Азимут	$\pm 1,5^\circ$
Зенитный угол	$\pm 0,2^\circ$
Определение угла установки отклонителя (УУО) магнитометрами	$\pm 2,0^\circ$

Условия эксплуатации скважинного прибора

Температура окружающей среды	От 5 до 120 С°
Вибрация с ускорением	150м/с с частотой 10... 100Гц
Макс. Р гидростат	60 Мпа
Макс. знакопеременные нагрузки на прибор скважины	10Н
Макс. вращающий момент	15кНм

Преимущества:

- В БТС-172 для повышения надежности была доработана конструкция генератора и разделителя, полностью переработана электронная схема, а также изменен формат передачи данных с заботой на поверхность.
- Появилась возможность вести передачу на одной из пяти частот, что повысило вероятность достоверной передачи информации в неблагоприятных условиях (при наличии пластов с высокой проводимостью, неблагоприятной помеховой обстановке и т.п.).
- Кроме зенита, азимута и угла установки отклонителя появилась возможность передавать обороты генератора, температуру, вибрацию или каротажные параметры.



Сопутствующее оборудование, предоставляемое ОАО «Нефтебур»:

- фильтр щелевой
- переливной клапан
- обратный клапан
- калибратор
- амортизатор
- переводник



Фильтр щелевой

Фильтр щелевой устанавливается выше винтового забойного двигателя или турбобура для исключения попадания в двигатель или турбобур абразивных частиц сечением более 5 мм.

Фильтры ОАО «Пермнефтемашремонт» имеют следующие особенности:

- большой объем рабочей камеры, обеспечивающий длительный ресурс работы фильтра до очистки
- простота в обслуживании, возможность сборки-разборки фильтра и его очистки в условиях буровой
- высокая долговечность

Технические характеристики:

Параметры	ФЩ-127	ФЩ-172	ФЩ-195	ФЩ-240
Наружный диаметр , мм	127	172	195	195
Длина общая, мм	2420	3575	3795	3660
Количество щелевых пазов, шт	80	90	90	90
Объем камеры фильтра, мм З	9,6	22,5	34,437	34,437
Размер щелевого паза (длина х ширина), мм	80х4	125х5	100х5	100х5
Материалы, применяемые при изготовлении фильтра:				
• корпус, переводники, фонари	40ХН2МА	40ХН2МА	40ХН2МА	40ХН2МА
• внутренний фильтр	сталь 45	сталь 45	сталь 45	сталь 45
Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864-96				
• к верхнему переводнику двигателя/турбобура	Н 3-101 (102)	Н 3-147	Н 3-147	Н 3-171
• к бурильным трубам	М 3-101 (102)	М 3-147	М 3-147	М 3-171
Момент затяжки резьбы	1200-1450	3200...3900	3200...3900	2800-3100
Масса (+/- 5%), кг	104	255	350	350



Клапан переливной

Клапан переливной устанавливается выше винтового забойного двигателя и используется для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях.

Клапаны переливные ОАО «Пермнефтемашремонт» имеют следующие особенности:

- Широкая номенклатура, позволяющая выбрать клапан в соответствии с требующимся габаритом ВЗД
- Применение ионного азотирования для дополнительного упрочнения деталей, подверженных повышенному износу в процессе эксплуатации (поршней, цилиндров, фильтров)
- Применение специальных износостойких резиновых составов при изготовлении резинотехнических изделий, используемых в клапане, для увеличения ресурса клапана



Технические характеристики:

Технические характеристики		ПК-54	ПК-60	ПК-75	ПК-85	ПК-95	ПК-106	ПК-120	ПК-127	ПК-172	ПК-240
Применяемость (типоразмер ВЗД)		54	60	75	85	95	106	120	127	172 и 195	240
Наружный диаметр, мм		55	61	76	88	96	106	120	127	176	203
Минимальный диаметр проходного сечения, мм		15	15	15	15	28	28	28	28	50	55
Длина общая, мм		670	670	566	528	679	650	477	477	754	587
Длина по корпусу, мм		620	620	420	452	590	555	375	375	640	460
Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864-90:	Муфта	3-45	3-45	3-65 3-66	3-66	3-73 3-76	3-86 3-88	3-102	3-101 3-102	3-147 3-133	3-152 3-171
	Ниппель	3-45	3-45	3-65 3-66	3-66	3-73 3-76	3-86 3-88	3-102	3-101 3-102	3-147 3-133	3-152 3-171
Расход бурового раствора через клапан, л/с		1...3	1...4	3...5	3...7	5...10	5...12	10...20	10...20	25...35	30...50
Содержание песка в буровом растворе, %, не более		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Перепад давлений при срабатывании клапана, кгс/см ²		2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2	2,1±0,2
Масса (±5%), кг		9	11	15	20	25	28	28	28	106	107

Клапан обратный

Клапан обратный устанавливается выше винтового забойного двигателя и используется для исключения шламования двигателя при спуске буровой колонны и для предотвращения нефтегазопрооявлений через буровые трубы.

Клапаны обратные ОАО «Пермнефтемашремонт» имеют следующие особенности:

- Широкая номенклатура, позволяющая выбрать клапан в соответствии с требующимся габаритом ВЗД
- Применение ионного азотирования для дополнительного упрочнения деталей, подверженных повышенному износу в процессе эксплуатации (поршней, цилиндров, обтекателей)
- Применение специальных износостойких резиновых составов при изготовлении резинотехнических изделий, используемых в клапане, для увеличения ресурса клапана

Технические характеристики:

Технические характеристики		КОБ-75		КОБ-95	КОБ-106	КОБ-127	КОБ-165	КОБ-178	КОБ-203
Применяемость (типоразмер ВЗД)		75, 85		95, 106	106	127	172	172, 195	240
Наружный диаметр, мм		76, 78		96	106	127	165	178	203
Площадь проходного сечения, см²		2		3,5	5,6	7,1	34	40	40
Длина общая, мм		676	676	676	595	652	699	927	777
Длина по корпусу, мм		600	600	600	500	550	585	800	650
Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864-90:	Муфта	3-66	3-65	3-73	3-73 3-86 3-88	3-102 3-101	3-133	3-147	3-171
	Ниппель	3-66	3-65	3-73	3-86 3-88	3-102 3-101	3-133	3-147	3-171
Максимальный расход жидкости через клапан, л/с		5		10	12	20	45	57	57
Содержание песка в буровом растворе, %, не более		1	1	1	1	1	1	1	1
Перепад давлений при срабатывании клапана, кгс/см2		1,1		0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4
Масса (±5%), кг		15	15	24	33	49	70	98	115





109316, г. Москва, Волгоградский проспект д.2

Телефон приемной: +7 (495) 565 48 28

Телефон/факс: + 7 (495) 565 48 26

Сот.: + 7 (926) 118 23 31

E-mail: neftebur@oss.ru

www.neftebur.ru

443080, г. Самара, ул. Санфировой, д. 95
оф.110

Телефон/факс: + 7 (846) 375 03 83

Сот.: + 7 (926) 118 23 68

E-mail: neftebur.samara@inbox.ru

www.neftebur.ru