



Инжиниринговая компания

ИНКОМП-НЕФТЬ

Каталог выпускаемой продукции



Содержание

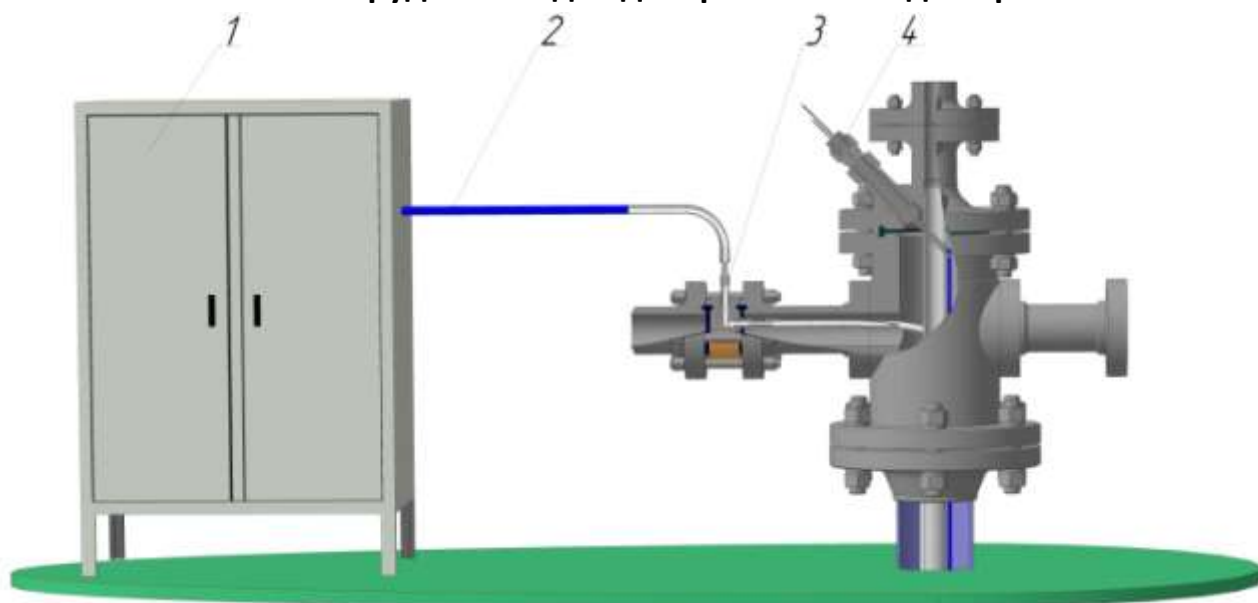
1 НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
1.1 Оборудование для дозированной подачи реагента	3
1.2 Полимерные армированные трубопроводы	6
1.3 Устройства ввода	7
2 КАПИЛЯРНЫЕ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В СКВАЖИНЫ	
2.1 Подача реагента в колонну НКТ	8
2.2 Подача реагента на прием УЭЦН	9
2.3 Подача реагента в интервал перфорации	10
2.4 Замер и стравливание давления на установке для закачки воды в пласт	11
2.5 Скважинный капиллярный трубопровод	12
2.6 Скважинные соединительные элементы	12
2.7 Распылитель с регулируемым обратным клапаном	13
2.8 Вводная муфта НКТ	13
2.9 Комплект для подачи химического реагента в интервал перфорации	14
2.10 Ремонтный комплект	15
3 ЗАЩИТА КАПИЛЯРНОГО ТРУБОПРОВОДА	15
4 ГЛУБИННЫЙ ДОЗАТОР Д1	16
5 МАГНИТНАЯ ОБРАБОТКА ПРОМЫСЛОВЫХ СРЕД	17
6 Расчет экономической эффективности	19
Приложение	23

КАПИЛЯРНЫЕ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В СКВАЖИНЫ

(патент РФ № 60979, 62973, 65117, 66411)

1. НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1.1 Оборудование для дозированной подачи реагента



Наземное оборудование представлено дозировочной установкой(1), наземным трубопроводом(2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру(3 или 4).



Дозировочная установка для подачи химических реагентов УДР-«Инкомп-Нефть» ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть», г. Уфа (патент РФ № 80890)		
Диапазон регулирования производительности дозатора	л/ч	0,015-15,2
Номинальное давление на выходе дозатора	МПа	50
Ёмкость бака (пластиковая бочка)	м3	0,20
Способ управления		Автоматический
Система телеметрии и автоматики		Встроена в насос
Питающее напряжение переменное, 50Гц	В	380/220
Масса установки без реагента	кг	220
Габаритные размеры	мм	1750x853x707
Срок службы	лет	6



Дозировочная установка для подачи химических реагентов СНПХ-УДЭ ОАО «НИИНЕФТЕПРОМХИМ», г. Казань		
Диапазон регулирования производительности дозатора	л/ч	0,4-1,6
Номинальное давление на выходе дозатора	МПа	6,3-10
Ёмкость бака	м3	0,42
Срок службы	лет	8
Масса установки без реагента	кг	200
Габаритные размеры	мм	1360x840x800



Дозировочная установка для подачи химических реагентов ООО «ПОЗИТРОН», г. Добрянка		
Диапазон регулирования производительности дозатора	л/ч	0,04-1,6
Номинальное давление на выходе дозатора	МПа	25
Ёмкость бака	м3	0,40
Питающее напряжение переменное, трехфазное, 50Гц	В	380
Масса установки без реагента	кг	300
Габаритные размеры	мм	1000x910x1640
Срок службы	лет	6



Дозировочная установка для подачи химических реагентов УДПХ «ЛОЗНА» ООО «Лениногорский опытный завод нефтеавтоматики», г. Лениногорск		
Диапазон регулирования производительности дозатора	л/ч	0,1-10
Номинальное давление на выходе дозатора	МПа	1-20
Ёмкость бака	мЗ	6
Питающее напряжение переменное, трехфазное, 50Гц	В	380
Масса установки без реагента	кг	1200
Габаритные размеры	мм	1220x1300x2350
Срок службы	лет	6



Дозировочная установка для подачи химических реагентов УДПХ «ЛОЗНА» ООО «Лениногорский опытный завод нефтеавтоматики», г. Лениногорск		
Диапазон регулирования производительности дозатора	л/ч	0,02-0,6
Номинальное давление на выходе дозатора	МПа	25
Ёмкость бака	мЗ	0,40
Питающее напряжение переменное, 50Гц	В	380/220
Масса установки без реагента	кг	220
Габаритные размеры	мм	1400x630x1280
Срок службы	лет	6

1.2 Полимерные армированные трубопроводы

(патент РФ № 62160, 64273, 74161, 77636)

Полимерные армированные трубопроводы предназначены для подачи химических реагентов, перекачки агрессивных жидкостей, используются в системе нефтесбора и ППД, а также для обвязки БДР. Трубопроводы могут оснащаться силовыми или контрольными жилами.

Наземные трубопроводы



Предназначены для подачи химических реагентов от дозировочной установки до устья скважины. Определяющим параметром для выбора типоразмера наземного трубопровода является предполагаемый объем перекачиваемой жидкости и температура эксплуатации. Для этих целей разработан размерный ряд наземных трубопроводов. Выпускается трубопровод с подогревом капиллярного канала.

№	Наименование показателя	Ед. изм.	ТПП 5/20	ТГЗ 5/15	ТГЗ 7/16	ТГЗ 10/22	ТГЗ 15/28	
								
1.	Внутренний диаметр трубопровода	мм	4,5+/-0,5	4,5+/-0,5	7+/-0,5	10+/-0,5	15+/-0,5	
2.	Наружный диаметр трубопровода	мм	14+/-0,5	14+/-0,5	16+/-0,5	22+/-0,5	28+/-0,5	
3.	Диаметр проволоки оплетки	мм	0,8	0,8	0,8	1,0	1,2	
4.	Рабочие температуры	оС	-50..+120	-50..+120	-50..+120	-50..+120	-50..+120	
5.	Допустимое давление в трубопроводе	МПа	25	25	25	25	25	
6.	Радиус перегиба трубопровода	мм	300	300	315	440	560	
7.	Длина	м	1-4500					
8.	Присоединительная резьба*		M16x1, M16x1,5	M16x1, M16x1,5	M18x1	M20x1	M26x1	

*Резьба может быть выбрана по требованию заказчика

При заказе: **Трубопровод наземный ТГЗ Дв/Дн-А-Б,**

Где: ТГЗ – без подогрева, ТПП – с подогревом, Дв - внутренний диаметр, Дн - Наружный диаметр, А - длина, Б - тип резьбы.

Пример: **Трубопровод наземный ТГЗ 5/15-15-М16х1.**

При повышении вязкости реагентов в условиях пониженных температур рекомендуется использовать наземный трубопровод с электроподогревом капиллярного канала (ТГП 5/20-15). Мощность нагрева 25Вт/м. В комплект поставки входит блок управления нагревом СПТ-1.

При заказе: **Трубопровод наземный с подогревом ТГП 5/20-15-М16х1,5,
Система управления нагревом СПТ-1**

1.3 Устройства ввода

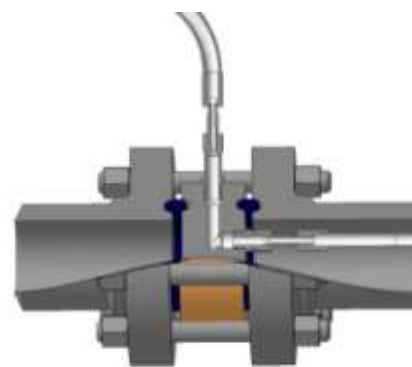
Устройство ввода обеспечивает герметичное прохождение капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

В зависимости от типа устьевой арматуры, разработаны и поставляются устройства ввода различной конструкции.

Устройство ввода через боковой отвод устьевой арматуры УВКБ



Устанавливается между фланцем арматуры (РД 26-16-40-89) и фланцем затрубной задвижки. Проходной канал не препятствует определению динамического уровня и проведению операций глушения и промывок.



При заказе: **Устройство ввода УВКБ.А,**

где **А** – Ду фланца;

Пример: **Устройство ввода УВКБ.65**

Сальниковый ввод УВКС



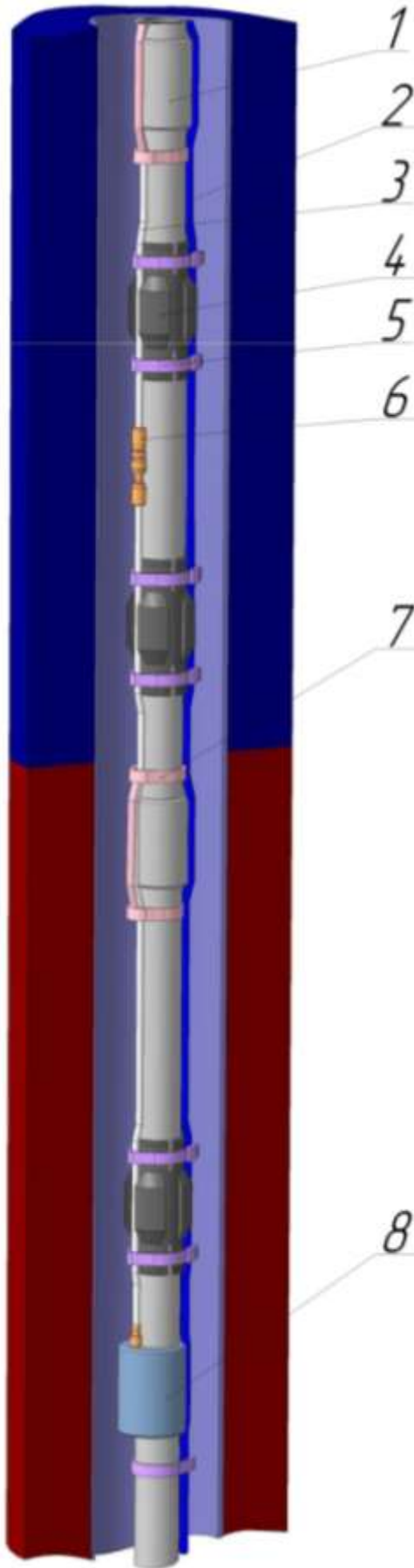
Предназначен для ввода капиллярного трубопровода совместно с силовым кабелем погружного электродвигателя. Сальниковый вод поставляется с комплектом уплотнительных элементов

При заказе: **Сальниковый ввод УВКС А.,**

где **А** – тип арматуры,

Пример: **Сальниковый ввод УВКС АФК,**

2.1 Подача реагента в колонну НКТ (схема №1)



1 Дозирование в колонну НКТ применяется для предупреждения АСПО.

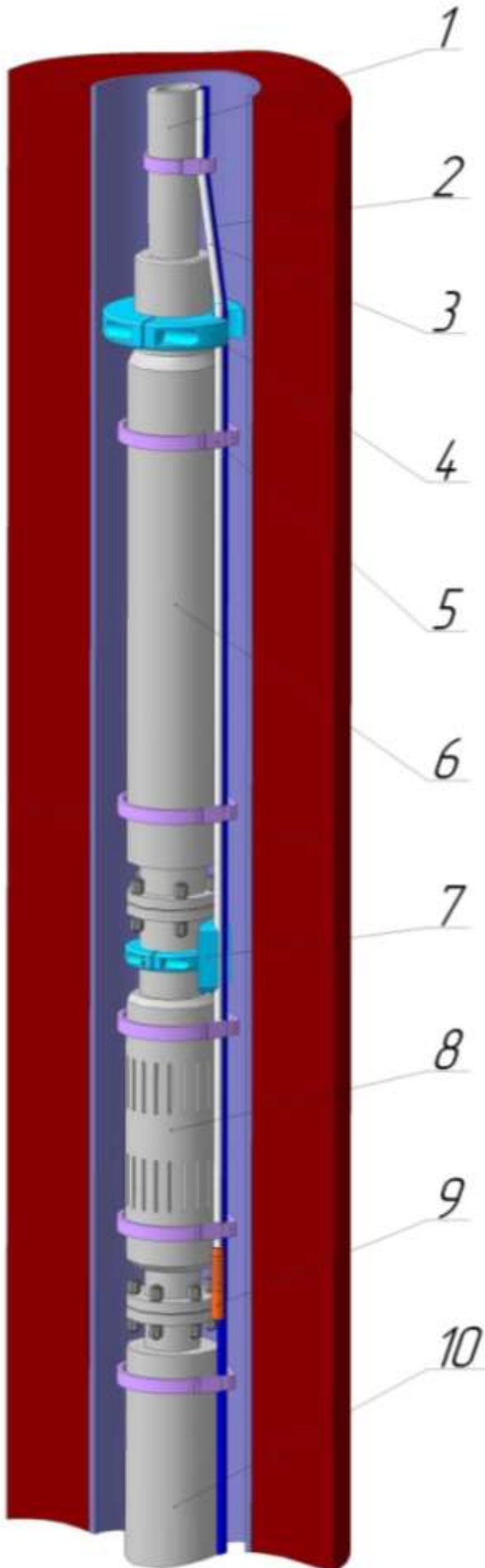
2 По скважинному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ химический реагент поступает в вводную муфту (8), перед которой установлен центратор для защиты концевой заделки (6) и обратного клапана.

3 При выбранном способе дозирования, реагент поступает в интервал до начала отложения АСПО. Расход дорогостоящего реагента может быть снижен в 2-4 раза, чем при традиционной подаче в затрубное пространство.



- 1- Колонна НКТ;
- 2- Питающий кабель УЭЦН;
- 3- Скважинный капиллярный трубопровод;
- 4- Центратор;
- 5- Пояс крепления кабеля;
- 6- Скважинный соединительный элемент;
- 7- Протектор;
- 8- Вводная муфта с обратным клапаном.

2.2 Подача реагента на прием УЭЦН (схема №2)



Дозирование на прием насоса ингибиторов солеотложений и коррозии.

По скважинному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ химический реагент поступает в клапан-распылитель (9), перед которым установлен протектолайзер для защиты питающего кабеля (2) и капиллярного трубопровода (3).

При выбранном способе дозирования, реагент поступает на приемную сетку. Расход дорогостоящего реагента может быть снижен до одного литра в сутки, по сравнению с традиционной подаче в затрубное пространство.



- 1- Колонна НКТ;
- 2- Скважинный капиллярный трубопровод;
- 3- Питающий кабель УЭЦН;
- 4- Центратор ЭЦН;
- 5- Пояс крепления кабеля;
- 6- ЭЦН;
- 7- Протектолайзер;
- 8- Приёмная сетка;
- 9- Клапан-распылитель;
- 10- ПЭД

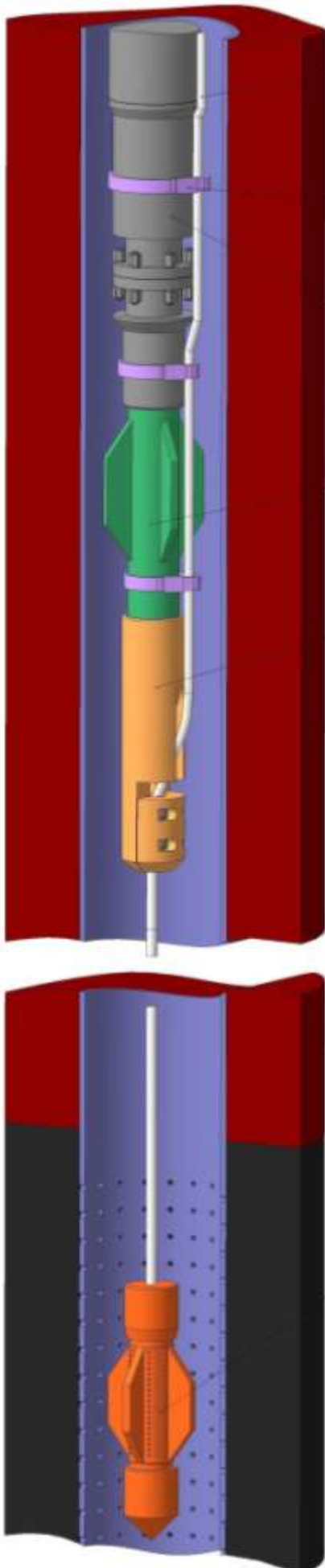
2.3 Подача реагента в интервал перфорации

(схема №3)

Дозирование в интервал перфорации для предупреждения отложений солей и коррозии.

По скважинному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ, через устройство крепления капиллярного трубопровода (5) совместно с центратором ПЭД (4), химический реагент поступает в груз-распылитель (6),.

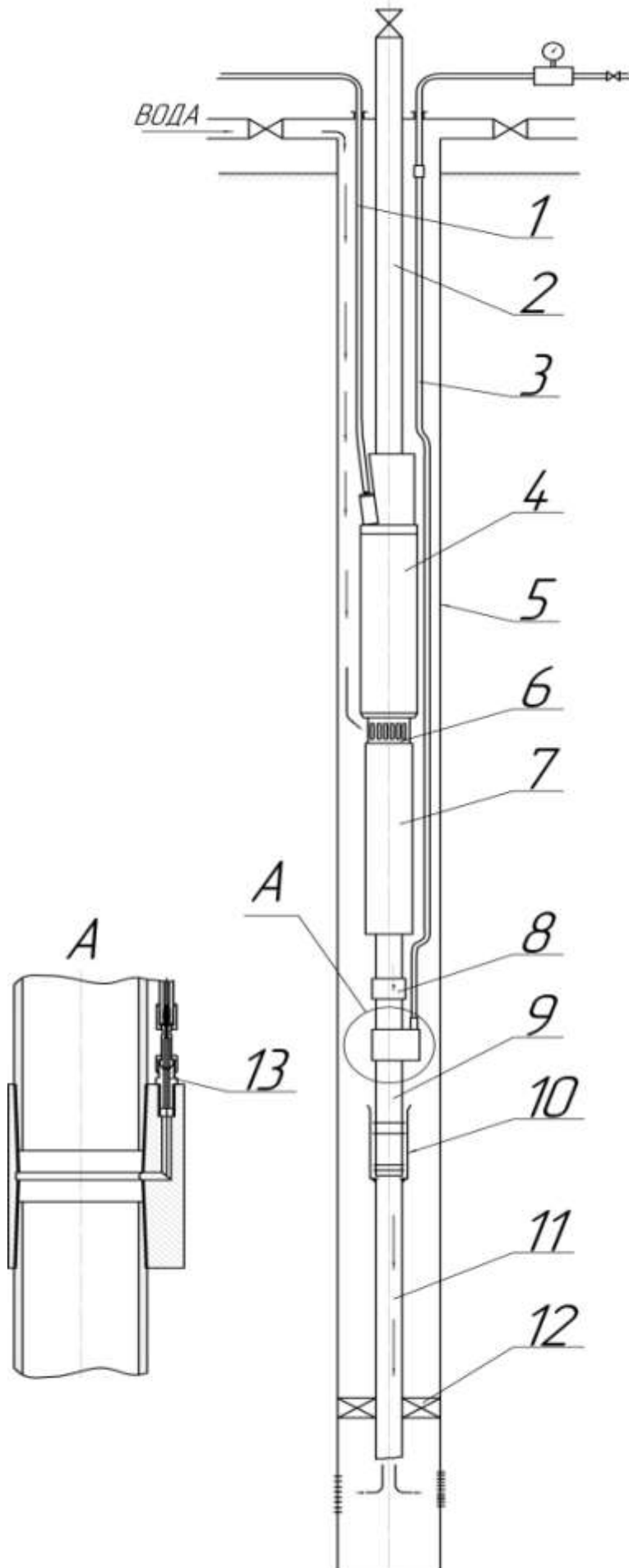
При выбранном способе дозирования, реагент поступает в интервал перфорации до начала образования кристаллов солей. При данном способе подачи химического реагента, исключаются прихваты УЭЦН при срыве планшайбы по причине отложения твердого осадка на теле ПЭД. Расход дорогостоящего реагента может быть снижен до одного литра в сутки, чем при традиционной подаче в затрубное пространство.



6

- 1- Скважинный капиллярный трубопровод;
- 2- Пояс крепления кабеля;
- 3- ПЭД;
- 4- Центратор ПЭД;
- 5- Устройство подвески КСП;
- 6- Груз-распылитель.

2.4 Замер и стравливание давления на установке для закачки воды в пласт (схема №4)



Для закачки воды в пласт, в системе ППД применяются электроцентробежные установки перевернутого типа, спускаемые непосредственно в нагнетательную скважину.

Для контроля давления на выкиде УЭЦН в процессе эксплуатации, а так же для стравливания давления из стыковочного узла перед демонтажем установки, смонтирован скважинный капиллярный трубопровод от нагнетательной зоны до устья скважины.

- 1- Питающий кабель УЭЦН;
- 2- Колонна НКТ;
- 3- Скважинный капиллярный трубопровод;
- 4- ПЭД;
- 5- Эксплуатационная колонна;
- 6- Входной модуль;
- 7- Насос;
- 8- Клапан обратный;
- 9- Вводная муфта;
- 10- Стыковочный узел;
- 11- Колонна НКТ;
- 12- Пакер;
- 13- Фильтр.

СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.5 Скважинный капиллярный трубопровод

(патент РФ №79933)



Скважинный капиллярный трубопровод используется как канал для дозирования реагента в необходимый интервал скважины в зависимости от выбранной схемы дозирования (стр. 8,9,10,11). Материал – полипропилен. Коррозионностоек. Армирован двумя слоями проволоки за счет чего хорошо воспринимает радиальные нагрузки и восстанавливает свою форму после снятия нагрузки, что несвойственно другим типам капиллярных трубопроводов. Наружный диаметр скважинного капиллярного

трубопровода позволяет укладывать его вместе с кабелем ПЭД, который обеспечивает дополнительную защиту при спуске капиллярной системы. Поставляется требуемой длины на барабанах.

При заказе: **Скважинный капиллярный трубопровод СКТ-А,**

где А – глубина спуска капиллярной системы, м.

Пример: **Скважинный капиллярный трубопровод СКТ-2250**

2.6 Скважинные соединительные элементы

(патент РФ № 71726, 2350825)

Скважинные соединительные элементы предназначены для соединения капиллярных трубопроводов в скважине при сращивании и ремонте. Обеспечивают соединение с другими типами трубопроводов. Уменьшенные габариты снижают вероятность зацепа при спуско-подъемных операциях. Законцовку скважинного капиллярного трубопровода можно производить в полевых условиях.

При заказе: **Соединительные элементы СТГ Дв/Дн-А,**

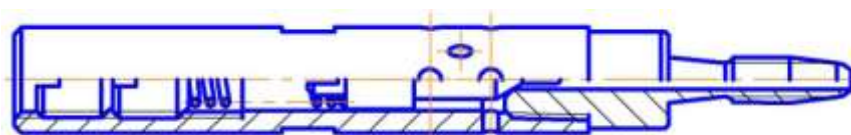
где Дв –внутренний диаметр капиллярного трубопровода,

Дн – наружный диаметр капиллярного трубопровода

А – резьба.

Пример: **Соединительные элементы СТГ 5/15-14x1,5**

2.7 Распылитель с регулируемым обратным клапаном

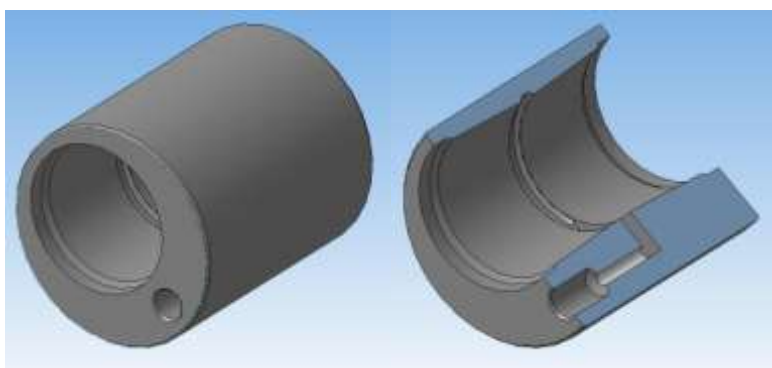


Распылитель предназначен для равномерного смешения химического реагента при дозировании на прием и ниже глубинного насоса. Благодаря совмещению в одном корпусе распылителя и обратного клапана имеет малый диаметр и длину.

Диапазон настройки срабатывания клапана от 0,5 до 10 МПа.

При заказе: **Распылитель РКО**

2.8 Вводная муфта НКТ



Вводная муфта предназначена для подачи химических реагентов в колонну насосно-компрессорных труб (Схема №1). Оснащается обратным клапаном. Для систем ППД с УЭЦН перевернутого типа устанавливается фильтр.

При заказе: **Муфта ВМ-А**

где **А** – резьба НКТ.

Пример: **Муфта ВМ-73**

2.9 Комплект для подачи химического реагента в интервал перфорации

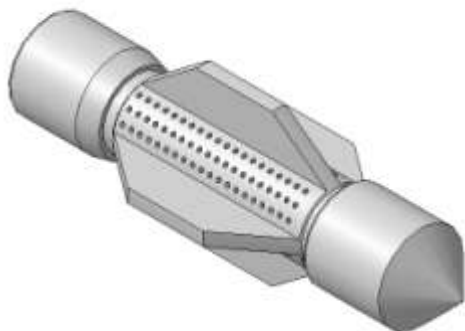
Предназначен для организации дозирования химического реагента ниже ПЭД и в интервал перфорации. Дополнительно включает в себя центратор ПЭД, устройство подвески к ПЭД и груз-распылитель.



Центратор ПЭД крепится к присоединительной резьбе или фланцу на основании двигателя или гидрозащиты. Предотвращает повреждение капиллярного трубопровода.



Устройство подвески к ПЭД надежно фиксирует скважинный капиллярный трубопровод под УЭЦН. Цанговое крепление в нем исключает «прослабление захвата».



На конце скважинного капиллярного трубопровода уставляется **груз-распылитель**, который имеет достаточный вес для надежного спуска в интервал перфорации. В корпусе имеются отверстия для прохода химического реагента.

При заказе: **КУП-А**,
где А – присоединительная резьба муфты основания ПЭД.
Пример: **КУП-60**

2.10 Ремонтный комплект



Ремонтный комплект включает в себя два центратора и комплект соединительных элементов для стыковки скважинного капиллярного трубопровода на НКТ. Применяется в случае повреждения капиллярного трубопровода при монтаже или для сращивания двух типов капиллярных трубопроводов между собой.

При заказе: **РК-А-Б**

где **А** – диаметр НКТ

Б – внутренний диаметр обсадной колонны

Пример: **РК.73-130**

3 Защита капиллярного трубопровода

Пластиковый центратор

(патент РФ № 79139)

Пластиковый центратор устанавливается под муфтой НКТ и защищает кабель питания ПЭД и капиллярный трубопровод от повреждения и зацепов при спускоподъемных операциях.

При заказе: **Центратор.А-Б**

где **А** – диаметр НКТ

Б – внутренний диаметр обсадной колонны

Пример: **Центратор.73-130**



Протектолайзер

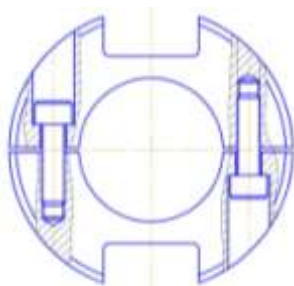
Протектолайзер предназначен для защиты капиллярного трубопровода и кабельного удлинителья от повреждения на участке ЭЦН-ПЭД.

При заказе: **Протектолайзер.А-Б**

где **А** – диаметр шейки насоса.

Б – типоразмер двигателя

Пример: **Протектолайзер.62-117**



Клямсы



Стальные пояса (клямсы) используются для крепления кабеля ПЭД и скважинного капиллярного трубопровода на НКТ и компановке глубинного насоса. Технология крепления включает в себя две операции: 1) натяжение при помощи натяжителя; 2) засечка гильзы (пряжки) при помощи компактных клещей. Крепление при помощи таких клямс обеспечивает надежную фиксацию и не допускает ослабление натяжения ни во время монтажа, ни во время эксплуатации капиллярной системы.



При заказе: **Стальной пояс - А**,
где А –Диаметр НКТ,

Пример: **Стальной пояс-73, Инструмент для крепления**

4 ГЛУБИННЫЙ ДОЗАТОР Д1

(патенты РФ № 2132930, № 2260110)

Глубинный дозатор предназначен для равномерной подачи химических реагентов (ингибиторов, коррозии, парафиноотложения, солеотложения, деэмульгаторов) на прием штангового глубинного насоса в течение длительного времени. Химический реагент располагается в колонне НКТ ниже дозатора.

№	Наименование параметра	Значение
Габаритные размеры		
1	Диаметр корпуса дозатора	73 мм
2	Длина корпуса дозатора	300 мм
Технические требования		
3	Плотность пластовой воды не менее	1050 кг/м ³
4	Плотность химического реагента не более	960 кг/м ³
5	Диапазон регулирования дозатора	10- 1000 г/м ³

Глубинными дозаторами оснащено более 300 скважин ОАО «АНК «Башнефть».

Рекомендована установка глубинного дозатора совместно с установкой магнитной обработки жидкости типа УМЖ для снижения расхода реагента и улучшения смешивания реагента.



При заказе: **Глубинный дозатор Д1**

5 МАГНИТНАЯ ОБРАБОТКА ПРОМЫСЛОВЫХ СРЕД

5.1 Скважинная установка магнитной обработки жидкости типа УМЖ (патент РФ № 38469)



Установка на постоянных сверхсильных магнитах предназначена для снижения коррозионной активности жидкости, интенсивности солевых и парафиновых отложений предотвращения образования стойких эмульсий в насосе и колонне труб. Выпускается диаметром 60, 73, 89мм. Величина магнитной индукции 0,01-0,1 Тл. Давление обрабатываемой жидкости не более 50 МПа. Температура рабочей среды не более 90 °С. рН рабочей среды 4,0-8,0. Длина 550-1500 мм.

Установки магнитной обработки жидкости типа УМЖ успешно эксплуатируются в ООО «НГДУ «Арланнефть», ООО «НГДУ «Уфанефть», ОАО «Белкамнефть», ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «Тэбукнефть», НГДУ

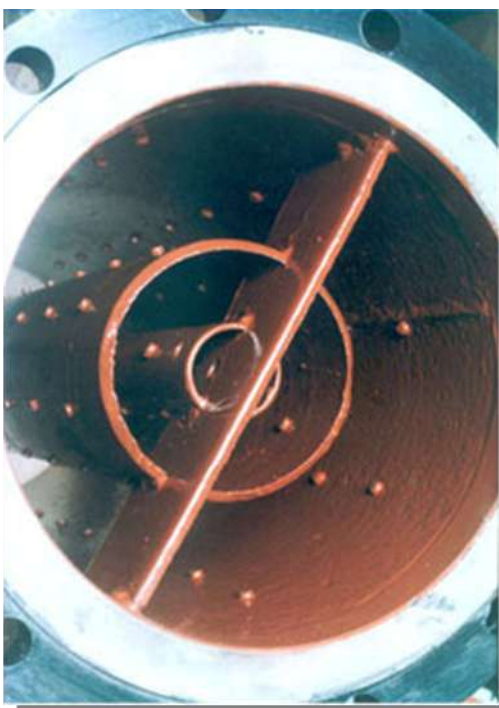
«ТатРИТЭКнефть».

При заказе: **УМЖ.А-0,03**

где **А** – Резьба НКТ.

Пример: **УМЖ.73-0,03**

5.2 Трубопроводная установка магнитной обработки жидкости типа УМЖ (патент РФ № 38469)



Установка на постоянных сверхсильных магнитах предназначена для снижения интенсивности парафиновых и солевых отложений на внутренней поверхности трубопроводов, коррозионной активности жидкости. Особое расположение магнитов позволяют создавать постоянное или знакопеременное магнитное поле. Выпускаются диаметром от 108 до 425 мм. Внедрена в ТПП «Когалымнефтегаз», ОАО «Белкамнефть», ТПП «Урайнефтегаз».

При заказе: **УМЖ.А-Б-В-0,01**

где **А** – наружный диаметр трубы, мм;

Б – толщина стенки, мм;

В – рабочее давление, МПа.

Пример: **УМЖ.159-6-0,5-0,01**

5.3 Электромагнитные установки типа УМП (патент РФ № 2238910)



Установки типа УМП предназначены для обработки жидкости постоянным, переменным, импульсным магнитным полем. Препятствуют отложениям парафинов. Обеспечивают разрушение эмульсий, снижение коррозионной активности жидкости. Состоят из блока управления и индуктора. Выпускаются для трубопроводов диаметром 108, 159, 215, 325, 377, 425 мм. Внедрены в ТПП «Когалымнефтегаз», АНК «Башнефть», ОАО «Белкамнефть».

При заказе: **УМП.А-Б-В**

где **А** – наружный диаметр трубы, мм;

Б – толщина стенки, мм;

В – рабочее давление, МПа.

Пример: **УМП.159-6-0,5**

5.4 Коагулятор ферромагнитных частиц (патент РФ № 69859)



Предназначен для коагуляции (укрупнения) частиц оксидов и сульфидов железа в потоке жидкости под действием магнитного поля и в дальнейшем их удаление посредством фильтрования или отстоя. Выполняются диаметром 114, 273, 325, 530 мм. Внедрен в АНК «Башнефть», «РИТЭК», «ТНК-ВР»

При заказе: **КФЧ.А-Б-В**

где **А** – наружный диаметр трубы, мм;

Б – толщина стенки, мм;

В – рабочее давление, МПа.

Пример: **КФЧ.159-6-0,5**

5.5 Установка магнитная для очистки жидкости и газа от ферромагнитных частиц типа УМЖ (патент РФ № 71976)



Предназначена для удаления из потока ферромагнитных частиц путем их осаждения в магнитном поле. Установка не создает сопротивление при фильтровании. Выпускаются диаметрами 159, 273, 325, 530, 720 мм. Внедрен в «ТНК-ВР».

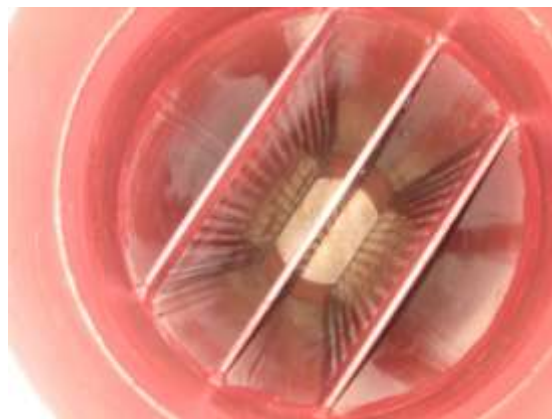
При заказе: **УКФЧ.А-Б-В**

где **А** – наружный диаметр трубы, мм;

Б – толщина стенки, мм;

В – рабочее давление, МПа.

Пример: **УКФЧ.159-6-0,5**



6 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Существует заблуждение, что средства затраченные на борьбу с солеотложениями не оправдывают себя. Ниже приведен пример расчета экономической эффективности после внедрения капиллярной системы подачи химического реагента на прием УЭЦН, внедренного на скважину Саматлорского месторождения.

Расчет произведен исходя из следующих общих данных:

1. дебит по нефти, 26.24 м³/сут;
2. количество ремонтов за скользящий год, 7;
3. средняя продолжительность ремонта 48 часов;

4. Средняя стоимость ремонта скважины, бригадой ПРС 2500руб/час;
5. Усредненная стоимость ремонта насоса от солеотложений (чистка рабочих органов химическим методом на стороннем предприятии) 225 тыс. руб. 40 коп;

6. Отпускная цена на нефть – (закупочная цена АК «Транснефть», 38долл/баррель;

7. стоимость доллара по курсу ЦБ.

Затраты необходимые для внедрения КСП:

1. Затраты необходимые для приобретения КСП (устьевого дозатор, наземный трубопровод, устройство ввода в устьевую арматуру, капиллярный трубопровод, обратный клапан, распылитель) 447,500руб;

2. Средняя стоимость химического реагента 50000руб./тонна;

3. Затраты на монтаж капиллярной системы, 50000руб.;

4. Затраты на обслуживание, 33000 руб/месс (в данном случае приведены данные одной сервисной компании).

Методика расчета затрат связанных с приобретением и эксплуатацией КСП:

1. Годовые затраты на приобретение реагента (Из расчета максимальной дозировки 2л/сут.), $Z_{хим} = 2л/сут * 365сут(1год)$;

2. Годовые затраты на обслуживание, $Z_{обсл. год} = Z_{обсл} * 12мес.(1год)$;

3. Общие затраты на приобретение и обслуживание КСП за год,

$СУММА_{ксп} = Z_{ксп} + Z_{монтаж} + Z_{хим} + Z_{обсл год}$.

Методика расчета затрат, связанных на ремонт скважины, вышедшей в простой по причине «Отложение твердого осадка», расчет производится одинаково, как до внедрения КСП, так и после внедрения КСП:

1. Дебит по нефти м3/сут. Переводим в баррель/сут.

2. Рассчитываем среднюю наработку оборудования за скользящий год, $МРП = 365сут(1год) / S_{рем}$;

3. Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС, $Z_{рем прс} = S_{рем} * N_{рем} * S_{рем прс}$;

4. Простой скважины во время ремонта за скользящий год, $Прем = S_{рем} * ((N_{рем} / 24) + 1)$, дополнительно ко времени ремонта (работе бригады ПРС) при расчете простоя добавляются 1 сутки, включающая в себя простой скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливание скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

5. Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя $Пн = Qн * \$нефти * \$ * Прем$.

6. Общие затраты на ремонт УЭЦН, $Z_{рем эцн} = S_{рем эцн} * S_{рем}$;

7. Общие потери на ремонт скважины, $СУММА_{рем} = Z_{рем прс} + Пн + Z_{рем эцн}$,

8. Подводим итоговую сумму затрат на ремонт скважины, до внедрения КСП и после, **ИТОГО = СУММА_{ксп} + СУММА_{рем}**

После завершения всех расчетов вычисляем экономический эффект от внедрения КСП, **ИТОГО**до внедрения – **ИТОГО**после внедрения.

Все исходные данные и пример расчета приведены в таб.1.

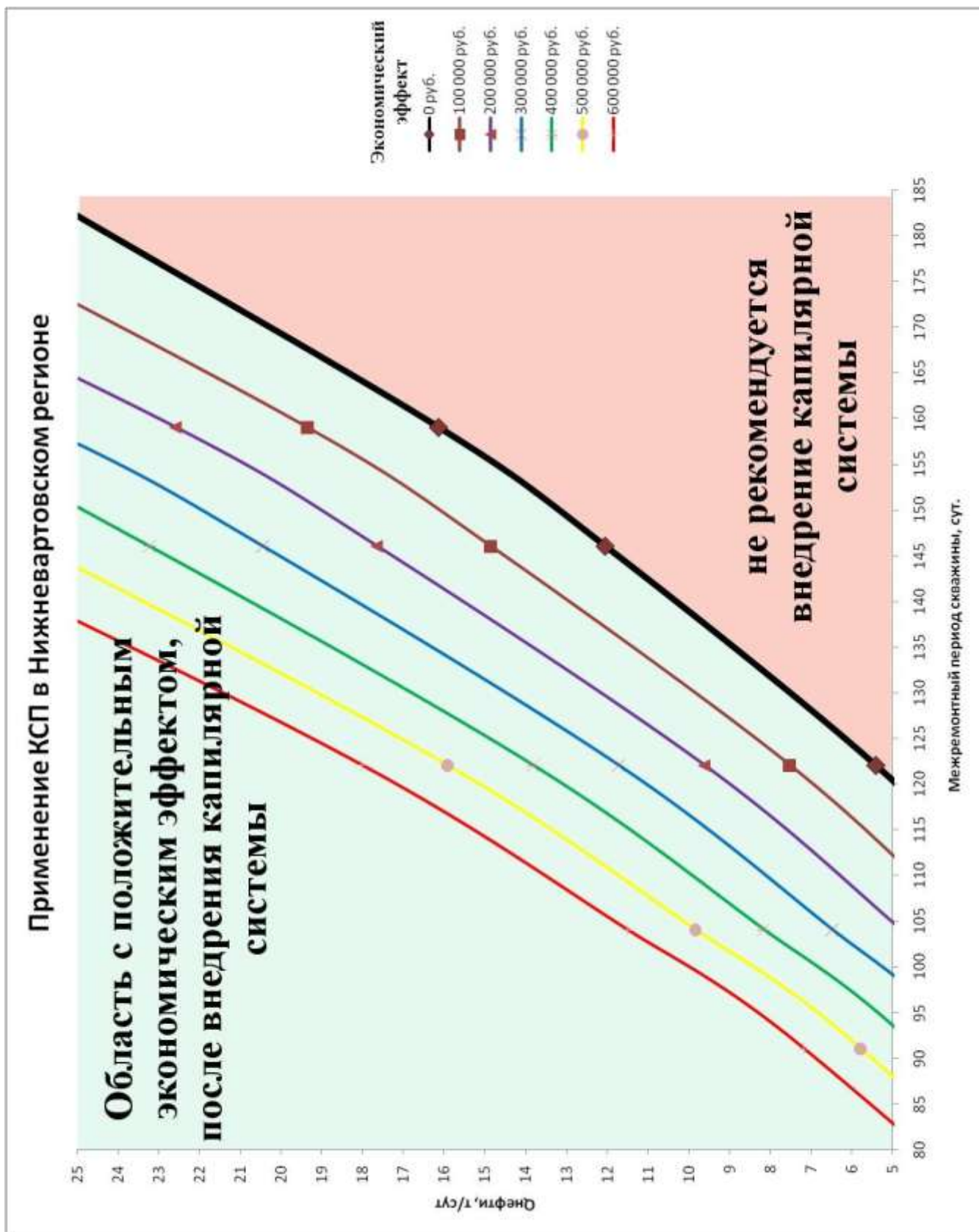
Исходные данные

от внедрения на скважине Самотлорского месторождения системы подачи химических реагентов по ТУ 3666-014-45213414-2007

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м ³ /сут.	26,24	26,24
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час (Нрем)	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000,40	225 000,40
6	Отпускная стоимость нефти, долл/баррель	35	35
7	USD ЦБ	30,5331	30,5331
1	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	0	447500
2	Химический реагент, руб/т	0	50000
3	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	0	50000
4	Затраты на обслуживание, руб./мес	0	33000
5	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	0	54750
6	Затраты на обслуживание, руб./год	0	396000
	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания КСП	0	948250
1	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
2	Средняя наработка на отказ, сут.	52	365
3	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	840000	120000
4	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
5	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	176662,07	176662,07
6	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	3709903,55	529986,22
7	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	1575002,8	225000,4
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	6 124 906,35	874 986,62
	ИТОГО	6 124 906,35	1 823 236,62
	Экономический эффект от внедрения, руб.	4 301 669,73	

Данный расчет можно произвести для любого региона и конкретного предприятия, необходимо изменить исходные данные.

Используя данный расчет был построен график 1. Область применения КСП для Нижневартовского региона.





1. Дата выдачи: № сертификата



Наименование товара

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р ГОССТАНДАРТ РОССИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АЯ36.В26366

Срок действия с 18.04.2008 по 17.04.2011

7826486

**ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "БАШКИРСКИЙ ЦЕНТР СЕРТИФИКАЦИИ И ЭКСПЕРТИЗЫ"**

РОСС RU.0001.10АЯ36

450006, г.Уфа, ул.Пархоменко, 156/1

Тел.(347) 273-51-21, факс (347) 273-51-21

ПРОДУКЦИЯ Капиллярная система подачи химического
реагента в скважину (КСП)
ТУ 3666-014-45213414-2007

код ОК 005 (ОКП):

36 6664

Серийный выпуск

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ 12.2.088-83, ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.07-75,
ГОСТ Р МЭК 60204-1-99, ПБ 08-624-03

код ТН ВЭД России:

8430 00 0000

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ООО "Инжиниринговая компания "ИНКОМП-НЕФТЬ"

450112, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Победы, 11

ИНН 0277033493

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ООО "Инжиниринговая компания "ИНКОМП-НЕФТЬ"

450112, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Победы, 11

тел. (347)264-83-87, факс (347)264-67-99

НА ОСНОВАНИИ Протокола № 2008/46-С от 10.04.2008г. Испытательной
лаборатории нефтепромышленного оборудования ООО "Нефтекамский завод
нефтепромышленного оборудования" (РОСС RU.0001.22НО07)

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации №3. Знак соответствия
по ГОСТ Р 50460-93 наносится на изделия и в сопроводительной технической
документации



Руководитель органа

Эксперт

Г.И.Музыков

подпись

В.В.Шавалдина

подпись

Г.И.Музыков

инициалы, фамилия

В.В.Шавалдина

инициалы, фамилия

Сертификат имеет юридическую силу на всей территории Российской Федерации



1. Дата выдачи № сертификата

2. Наименование товара

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р ГОССТАНДАРТ РОССИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АЯ36.В26367

Срок действия с 18.04.2008 по 17.04.2011

7826487

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "БАШКИРСКИЙ ЦЕНТР СЕРТИФИКАЦИИ И ЭКСПЕРТИЗЫ"

РОСС RU.0001.10АЯ36

450006, г.Уфа, ул.Пархоменко, 156/1

Тел.(347) 273-51-21, факс (347) 273-51-21

ПРОДУКЦИЯ Установка магнитной обработки жидкости (УМЖ)
ТУ 3667-001-45213414-2005

Серийный выпуск

код ОК 005 (ОКП):

36 6710

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ 12.2.003-91, ПБ 08-624-03, ТУ 3667-001-45213414-2005

код ТН ВЭД России:

8430 00 0000

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ООО "Инжиниринговая компания "ИНКОМП-НЕФТЬ"
450112, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Победы, 11
ИНН 0277033493

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ООО "Инжиниринговая компания "ИНКОМП-НЕФТЬ"
450112, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Победы, 11
тел. (347)264-83-87, факс (347)264-67-99

НА ОСНОВАНИИ Протокола № 2008/47-С от 10.04.2008г. Испытательной
лаборатории нефтепромышленного оборудования ООО "Нефтекамский завод
нефтепромышленного оборудования" (РОСС RU.0001.22НО07)

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации №3. Знак соответствия
по ГОСТ Р 50460-92 наносится на изделия и в сопроводительной технической
документации



Руководитель органа

Эксперт

Handwritten signature of G.I. Muzikov
подпись

Handwritten signature of V.V. Shavaldina
подпись

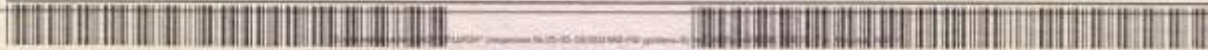
Г.И.Музыков

инициалы, фамилия

В.В.Шавалдина

инициалы, фамилия

Сертификат имеет юридическую силу на всей территории Российской Федерации



**Опросный лист
для подбора капиллярной системы для замера и сравливания давления**

№	Наименование параметра	Пример	Ответы	
1	Устройство ввода в устьевую арматуру	УВКС.АФК		
2	Скважинный капиллярный трубопровод	СКТ 5/15-420		
3	Вводная муфта	Муфта ВМФ-73		
4	Пластиковый центратор	Центратор.73.130, 4шт.		
5	Протектолайзер	Протектолайзер.62.117, 3шт.		
6	Ремонтный комплект	РК-73-128		
7	Диаметр колонны НКТ, мм	73		
8	Диаметр обсадной колонны/толщина стенки, мм	146/9		
9	Глубина подвески насоса, м	350		
10	Марка насоса	УЭЦНАВ		
11	Марка ПЭД			
12	Габаритный размер секции насоса/ПЭД	103/117		
13	Количество секций насоса/ПЭД	2/1		
14	Глубина установки вводной муфты, м	410		
4. Дополнительные требования				

**Опросный лист
для подбора дозирующей установки**

№	Наименование параметра	Пример	Ответы	
1	Установка дозирующая	СНПХ-УДЭ		
2	Диапазон регулирования производительности насоса, от 0,015 до 2 л/час	0,4-1,6		
3	Номинальное давление на выходе насоса, до 25Мпа	8		
4	Объем бака, л	420		
5	Наличие подогрева емкости, да/нет	нет		
6	Взрывозащищенное исполнение, да/нет	нет		
7	Общепромышленное исполнение, да/нет	да		
8	Дозируемый реагент, марка	Акватек-511		
9	Трубопровод наземный	ТГЗ 5/15-25-16x1.		
10	Питающий кабель, тип/длина, м	ВВГ 4x1,5/100		
11	Питающее напряжение, В x Гц	380 x 50		
12	Климатическое исполнение	УХЛ 1		
13	Устройство ввода в устьевую арматуру	УВКС.АФК		
Блок управления с телемеханикой				
14	Передача сигнала о работе или остановке, да/нет	да		
15	Передача сигнала о несанкционированном вскрытии, да/нет	нет		
4. Дополнительные требования				

Опросный лист
для подбора капиллярной системы подачи химических реагентов в заданную
точку колонны НКТ

№	Наименование параметра	Пример	Ответы	
1	Вводная муфта	Муфта ВМФ-73		
2	Скважинный капиллярный трубопровод	СКТ 5/15-915		
3	Пластиковый центратор	Центратор.73.130, 9шт.		
4	Ремонтный комплект	РК-73-128		
5	Диаметр колонны НКТ, мм	73		
6	Диаметр обсадной колонны/толщина стенки, мм	146/9		
7	Межремонтный период скважины, сут	34		
8	Глубина подвески насоса, м	2530		
9	Марка насоса	Э-80-2300		
10	Дозируемый реагент, марка	Акватек-511		
11	Глубина установки вводной муфты, м	900		
4. Дополнительные требования				

Приложить инклинометрию

**Опросный лист
для подбора капиллярной системы подачи химических реагентов на прием
глубинного насоса**

№	Наименование параметра	Пример	Ответы	
1	Распылитель с регулируемым обратным клапаном	РКО		
2	Скважинный капиллярный трубопровод	СКТ 5/15-2340		
3	Пластиковый центратор	Центратор.73.130, 4шт.		
4	Протектолайзер	Протектолайзер.62.117, 3шт.		
5	Ремонтный комплект	РК-73-128, 1шт		
6	Диаметр колонны НКТ, мм	73		
7	Диаметр обсадной колонны/толщина стенки, мм	146/9		
8	Температура на забое, °С	67		
9	Межремонтный период скважины, сут	34		
10	Дозируемый реагент, марка	Акватек-511		
11	Глубина подвески насоса, м	2300		
12	Марка насоса	Э-80-2300		
13	Марка ПЭД	ЭД125-117МЗ		
14	Габаритный размер секции насоса/ПЭД	92/117		
15	Количество секций насоса/ПЭД	2/1		
4. Дополнительные требования				

Приложить инклинометрию

Опросный лист

для подбора капиллярной системы подачи химических реагентов в интервал перфорации

№	Наименование параметра	Пример	Ответы	
1	Распылитель с регулируемым обратным клапаном	РКО		
2	Скважинный капиллярный трубопровод	СКТ 5/15-2425		
3	Комплект для подачи химического реагента в интервал перфорации	КУП.60		
4	Пластиковый центратор	Центратор.73.130, 14шт.		
5	Протектолайзер	Протектолайзер.62.117, 3шт.		
6	Ремонтный комплект	РК-73-128		
7	Диаметр колонны НКТ, мм	73		
8	Диаметр обсадной колонны/толщина стенки, мм	146/9		
9	Глубина подвески насоса, м	2300		
10	Интервал перфорации	2410-2423		
11	Температура на забое, °С	67		
12	Межремонтный период скважины, сут	34		
13	Дозируемый реагент, марка	Акватек-511		
14	Марка насоса	Э-80-2300		
15	Марка ПЭД	ЭД125-117М3		
16	Габаритный размер секции насоса/ПЭД	92/117		
17	Количество секций насоса/ПЭД	2/1		
4. Дополнительные требования				

Приложить инклинометрию