

4

МАЛОРАСПРОСТРАНЕННЫЕ ГЛУБИННЫЕ НАСОСЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"



4.1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ВИНТОВЫМИ ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ

Недостатками ШСНУ и УЭЦН являются сложность в обслуживании, неустойчивость в работе при добыче жидкости с высоким содержанием механических примесей и газа, а также низкая степень надежности при работе в кустовых скважинах.

С целью устранения отмеченных недостатков, а также для решения проблемы откачки жидкости повышенной вязкости были предложены установки винтовых насосов, обладающие целым рядом преимуществ перед насосами других типов. По сравнению с УЭЦН при эксплуатации УВН имеет место весьма малое перемешивание перекачиваемой жидкости, что предотвращает образование стойких эмульсий из нефти и воды. Отсутствие клапанов и сложных проходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Насосы обладают повышенной надежностью (особенно при откачке жидкостей с механическими примесями) вследствие того, что имеют минимальное число движущихся деталей, просты в изготовлении и эксплуатации, более экономичны. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются перетоки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. Они являются более износоустойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается [62, 79].

В настоящее время на нефтяных промыслах используют винтовые насосные установки с погружным электродвигателем, а также с поверхностным приводом как отечественного (ОКБ БН), так и импортного производства (фирма "Родемип", Франция; фирмы "COROD MANUFACTURING" и "AMOCO CANADA PETROLEUM LTD", "GRIFFIN PUMPS", "ROTALIFT", Канада; фирма "Scheller-Blekman", Австрия) [62]. Технические характеристики УВН ряда фирм-изготовителей приведены в табл. 4.1–4.3.

Таблица 4.1

Основные параметры УЭВН5, выпускаемых ОКБ БН (Москва)

Параметр	Типоразмер					
	УЭВН5-16-1200	УЭВН5-25-1000	УЭВН5-63-1200	УЭВН5-100-1000	УЭВН5-100-1200	УЭВН5-200-900
Номинальная подача, м ³ /сут	16	25	63	100	100	200
Номинальное давление, МПа	12	10	12	10	12	9
Мощность электродвигателя*, кВт	5,5	5,5 (22)	22	22 (32)	32	32
Масса погружного агрегата, кг	341	342	546	556	697	713
* Электродвигатель типа ПЭД с гидрозащитой 1Г51.						

Таблица 4.2

Основные параметры насосных установок фирмы "Родемип"

Параметр	Типоразмер			
	20ТР1200	100ТР600	100ТР1200	240ТР500
Номинальная подача, м ³ /сут (n = 8 с ⁻¹)	20	100	100	240
Максимальный напор, м	1200	600	1200	500
Мощность привода, кВт	7,5	12,0	25,0	25,0
Длина установки, м	2,76	2,79	5,62	5,62
Число витков	28	12	24	12

Таблица 4.3

Основные параметры насосных установок фирмы "GRIFFIN PUMPS"

Типоразмер	Номинальная подача, м ³ /сут (n = 100 мин ⁻¹)	Давление нагнетания, МПа	Длина установки, м
20-063	10,0	6,1	2,44
40-063	10,0	12,2	3,57
60-063	10,0	18,3	5,21
20-095	15,1	6,1	2,44
40-095	15,1	12,2	4,57
60-095	15,1	18,3	6,71
30-195	31,0	9,1	5,27
40-195	31,0	12,2	6,72

Рабочие характеристики УВН (одновинтового насоса) определяются по следующим формулам.

1. Теоретическая производительность насоса, м³/с,

$$Q_0 = 4eDTn / 60 , \quad (4.1)$$

где e – значение эксцентриситета между центром сечения винта и статора, м; D – диаметр сечения винта, м; T – шаг двухзаходного винта, м; n – частота вращения винта, мин⁻¹.

2. Фактическая производительность насоса

$$Q_{\phi} = Q_0 \eta_0, \quad (4.2)$$

где η_0 – объемный КПД насоса.

3. Мощность, подводимая к валу насоса, кВт,

$$N = \frac{QH \rho_{\text{ж}} g}{102 \eta}, \quad (4.3)$$

где Q – производительность насоса, м³/сут; H – напор столба жидкости, м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; η – общий КПД насоса.

4. Общий КПД насоса

$$\eta = \eta_0 \eta_{\text{г}} \eta_{\text{м}}, \quad (4.4)$$

где η_0 – объемный КПД насоса, $\eta_0 = Q_{\phi}/Q_0$; $\eta_{\text{г}}$ – гидравлический КПД насоса, $\eta_{\text{г}} = H_{\phi}/H_{\text{т}}$; $\eta_{\text{м}}$ – механический КПД (учет потерь энергии на преодоление трения в подшипниках, винта в обойме, вала в сальниках, вала и шарнира о жидкость), $\eta_{\text{м}} = (N - N_{\text{м п}})/N$, здесь $N_{\text{м п}}$ – мощность, расходуемая на механические потери.

Применение винтовых насосов в добыче нефти началось в 1960 г. По данным источника [85], в НГДУ "Туймазанефть" (Башкортостан) были испытаны с положительным эффектом опытные экземпляры наземного и скважинного вариантов винтовых насосов, разработанные ОКБ БН (Москва). Показатели работы опытных экземпляров насосов выглядели так: коэффициент подачи 0,81–0,91; межремонтный период – 169–255 сут.

Скважинный насос оснащался приводом, аналогичным погружному центробежному насосу.

Конструкция винтового насоса представляла собой два главных узла: стальной винт (ротор) с однозаходной винтовой поверхностью и двухзаходную резиновую обойму (статор), запрессованную в стальную трубу. В процессе вращения ротор совершал планетарное движение – вокруг собственной оси и оси

статора. Это позволяло придать насосу характер объемного приема и перекачки жидкости, что было весьма эффективно при эксплуатации скважин с вязкой нефтью, с большим содержанием газа и механических примесей.

Впоследствии промышленность освоила погружные насосы типа УЭВНТ производительностью 16, 25, 100, 200 м³/сут с напором соответственно 1200, 1000, 1000, 900 м столба жидкости.

Однако конструктивные недостатки, присущие первым опытным экземплярам насосов, не были преодолены, что явилось причиной их ограниченного применения. В частности, очень часто выходила из строя обойма (статор), что приводило к заклиниванию винта и его слоому, разрушались опорные подшипники и пята.

Несмотря на привлекательную идею и технически грамотную ее проработку, наши ученые и конструкторы потеряли мировой приоритет в промышленном внедрении и использовании винтовых насосов как в целом, так и их отдельных модификаций.

На зарубежном и российском рынках появились винтовые насосы, повторяющие основные технические решения отечественных конструкторов, но более надежные в применении. Это было достигнуто использованием более устойчивых к скважинным условиям конструкционных материалов, в частности эластомеров. Кроме того, в качестве привода был применен не погружной, а наземный электродвигатель, крутящий момент от которого передавался ротору насоса колонной штанг.

ОАО "Оренбургнефть" приобрело партию насосов этой конструкции у фирмы "Scheller-Blekmann" и с 1996 г. проводит их промышленное внедрение на Тананыкском месторождении, характеризующемся крайне трудными условиями эксплуатации.

КОНСТРУКЦИЯ ВИНТОВОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА

Винтовой штанговый насос включает в себя узлы, назначение и конструкция которых следующие.

Газовый сепаратор (рис. 4.1) обеспечивает частичную сепарацию газа из жидкости, поступающей в насос, за счет изменения направления ее движения в прием. Он состоит из системы труб, оборудованных приемными и выпускными каналами (рис. 4.2).

Якорь (в спецификации фирмы – торсионный анкер) обеспечивает надежную фиксацию насоса в обсадных трубах и

тем самым предупреждает произвольное вращение насосно-компрессорных труб в процессе работы насоса.

Винтовой насос состоит из статора 3 и ротора (винта) 4 (см. рис. 4.1). Статор представляет собой металлическую трубу, в которую запрессован эластомер – материал, устойчивый к воздействию механических примесей, нефти и коррозионно-активной

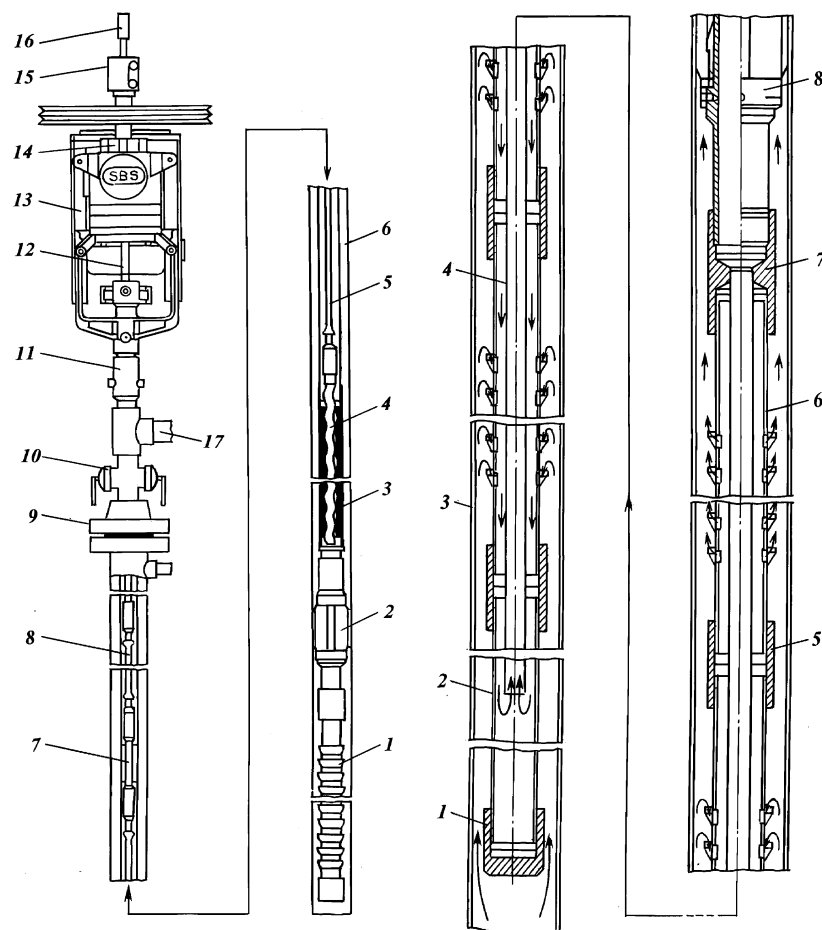


Рис. 4.1. УВН с поверхностным при-

водом фирмы "Scheller-Blekman":

1 – газовый якорь; 2 – динамический анкер; 3 – статор; 4 – ротор; 5 – насосные штанги; 6 – НКТ; 7 – невращающийся протектор; 8 – укороченные штанги; 9 – адаптер приводной головки; 10 – одноплечный превентор; 11 – второй сальник; 12 – полированный шток; 13 – взрывозащищенный электродвигатель; 14 – приводная головка; 15 – зажим полированного штока; 16 – муфта; 17 – арма-
тура

Рис. 4.2. Газовый сепаратор винтового погружного насоса чашечного типа

фирмы "Scheller-Blekman":

1 – заглушка; 2 – НКТ; 3 – обсадная труба; 4 – всасывающая труба; 5 – муфта; 6 – газовый якорь; 7 – переводная муфта; 8 – механический якорь

жидкости. Однако углекислоты и свободный диоксид углерода вызывают разрушение эластомера, поэтому вводится ограничение на содержание этих компонентов в добываемой жидкости, количество которых не должно превышать 1000 мг/л.

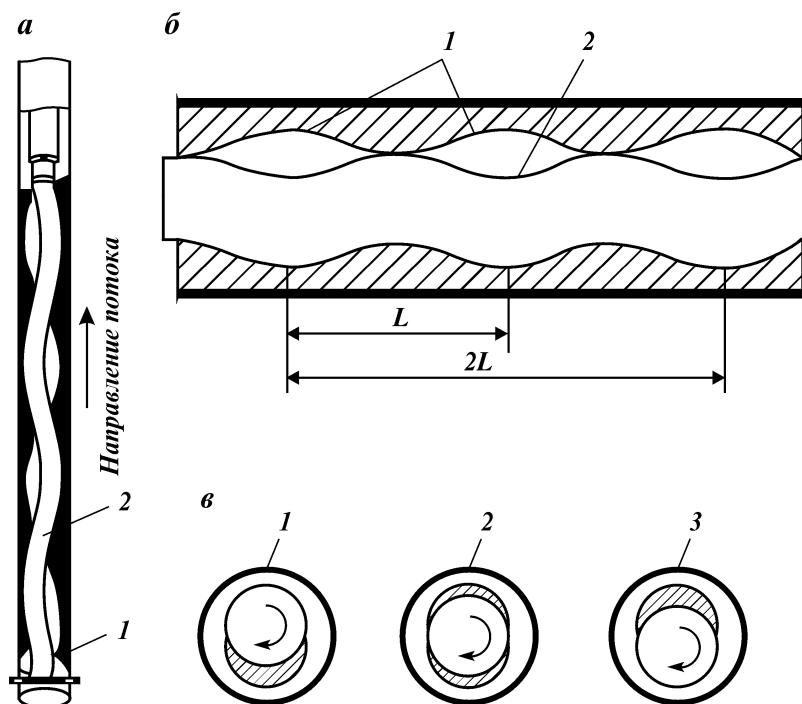


Рис. 4.3. Схема работы винтового насоса:

а – общий вид насоса: 1 – статор, 2 – ротор; *б* – статическое положение ротора в статоре: 1 – поверхность статора $2L$, 2 – поверхность ротора при длине L ; *в* – положение ротора в статоре в динамике: 1 – в начале вращения, 2 – после поворота на угол 90° , 3 – после поворота на угол 180°

Ротор представляет собой хромированный однозаходный винт, обработанный с соблюдением весьма малых допусков. Схема размещения ротора в статоре и его перемещения приведена на рис. 4.3.

Как и у отечественных винтовых насосов, ротор в статоре совершает планетарное движение, что обеспечивает создание между винтом и обоймой отсеченных друг от друга камер, заполненных жидкостью и перемещающихся при движении винта от приема к выкиду. Камеры достаточно герметичны и поэтому обеспечивается непрерывная подача жидкости, пропорциональная частоте вращения ротора.

Насосные штанги 5 (см. рис. 4.1) предназначены для передачи крутящего момента от наземного электропривода ротору насоса. Конструктивно они не отличаются от

отечественных. Колонна штанг выбирается таким образом, чтобы она выдерживала нагрузки, возникающие при эксплуатации. Размеры и компоновка колонны рассчитываются по специальной методике.

Приближенно можно считать, что при дебите скважины свыше 150 м³/сут и глубине спуска более 1000 м следует применять штанги диаметром 25,4 мм. Характеристика насосных штанг приведена в табл. 4.4.

Насосно-компрессорные трубы используются отечественного производства.

Для центрирования вращающейся колонны штанг в насосно-компрессорных трубах и, таким образом, предотвращения истирания НКТ и штанг используют специальные устройства – протекторы. В наклонных скважинах рекомендуется применять невращающиеся протекторы. Количество протекторов выбирается в зависимости от кривизны скважины (табл. 4.5).

Устьеовое оборудование (см. рис. 4.1) состоит из фланца 9, на котором монтируются превентор 10, второй сальник 11, полированный шток 12, взрывозащищенный электродвигатель 13 с приводной головкой 14.

Таблица 4.4

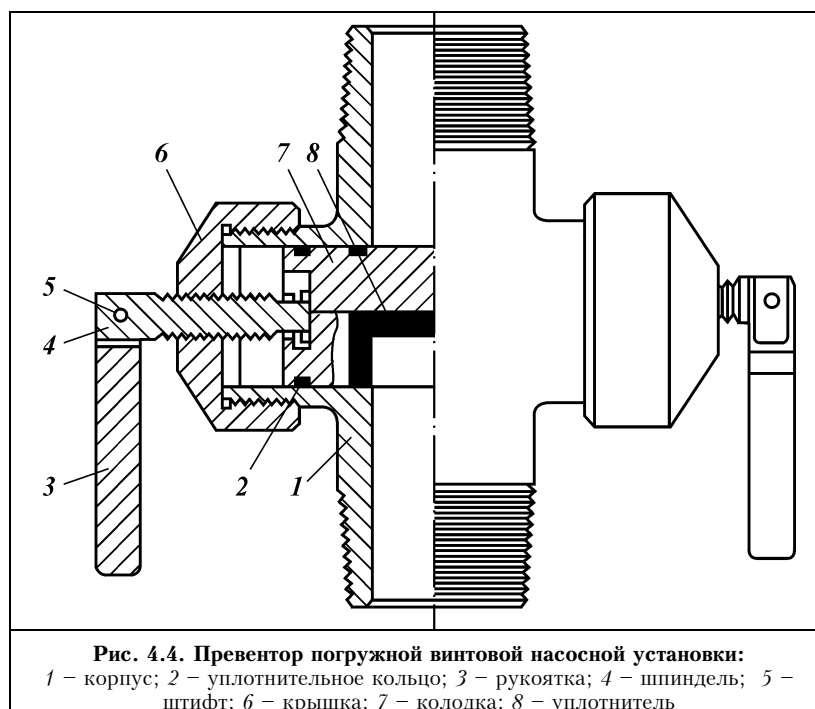
Характеристика насосных штанг

Вид штанг	Длина			Диаметр									
	дюймы	м	ft	дюймы					мм				
Нормальные	296	7,518	25	5/8	3/4	7/8	1,0	1 1/8	15,9	19,1	22,2	25,4	28,6
	356	9,042	30	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Отклонение	±2	±0,05	±0,2										
Укороченные	20	0,508	2	5/8	3/4	7/8	1,0	1 1/8	15,9	19,1	22,2	25,4	28,6
	44	1,118	4	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	68	1,727	6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	92	2,337	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	116	2,946	10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Отклонение	±2	±0,05	±0,2										

Таблица 4.5

Рекомендации по установке центраторов в НКТ

Отклонение ствола скважины от вертикали, градусы	Количество центраторов
0 – 5	Один центратор через четыре штанги
5 – 15	Один центратор через три штанги
15 – 25	Один центратор через две штанги
> 25	Один центратор на каждой штанге



Превентор (рис. 4.4) является противовыбросовым устройством, перекрывающим колонну НКТ при фонтанных проявлениях. Он приводится в действие вручную.

Второй сальник 11 (см. рис. 4.1) встраивается между устьевой арматурой 17 и приводом 13 и обеспечивает техническое обслуживание основного сальника приводной головки без отключения насоса. Такая необходимость возникает при низких температурах, вызывающих при остановках скважины замерзание добываемой жидкости в области устья. Конструктивно он выполнен в виде корпуса и набора уплотнительных колец, на которые воздействует грундбукса.

Приводом скважинного винтового насоса является взрывозащищенный электродвигатель 14 (рис. 4.5), монтируемый на раме и передающий крутящий момент через систему шкивов 11, 13 и клиноременную передачу 12 на приемную головку колонны штанг.

Некоторые конструкции привода УВН снабжаются редуктором, коробкой скоростей или вариатором, с помощью которых можно изменять частоту вращения колонны штанг.

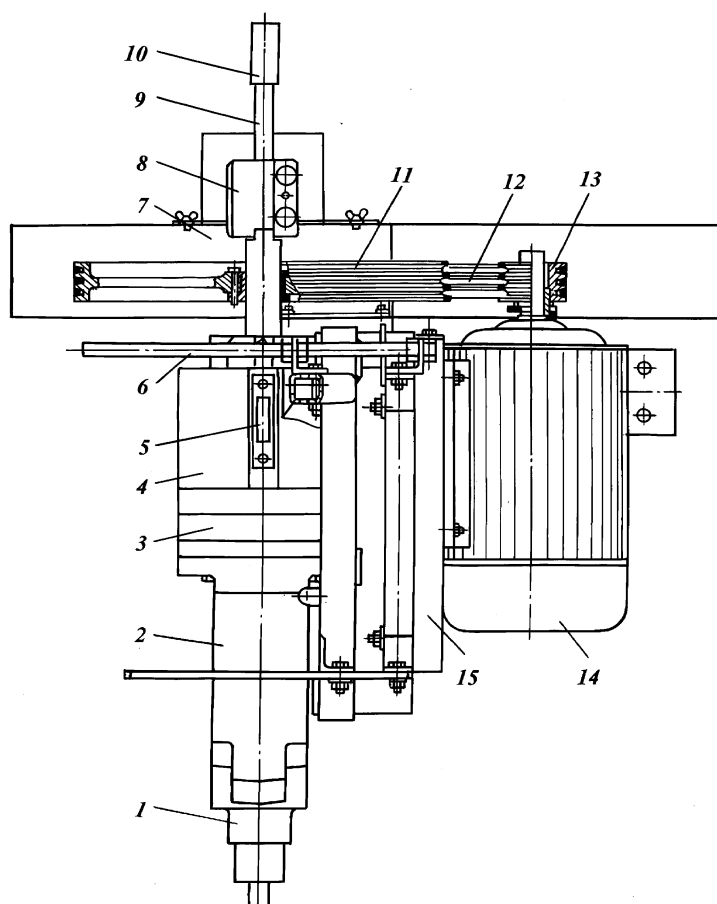


Рис. 4.5. Приводная головка погружного винтового насоса фирмы "Scheller-Blekman":

1 – сальник основной; 2, 15 – рама; 3 – тормоз; 4 – подшипник; 5 – смотровое стекло; 6 – зажим; 7 – защитный кожух; 8 – зажим полированного штока; 9 – полированный шток; 10 – муфта; 11 – ведомый шкив; 12 – клиноременная передача; 13 – ведущий шкив; 14 – электродвигатель

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

В ОАО "Оренбургнефть" внедрение винтовых насосов фирмы "Scheller-Blekman" началось с 1996 г. В табл. 4.6 приведена техническая характеристика УВН со штанговой колонной, применяемых на Тананыкском месторождении.

Таблица 4.6

Техническая характеристика УВН фирмы " Scheller-Blekman"

Модель	Напор, м	Подача (в м ³ /сут) при числе оборота ротора, мин ⁻¹	
		100	350
SB125-028	1250	28	98
SB130-006	1300	6	41

Регламентированные условия применения данных конструкций УВН следующие:

Рекомендуемая глубина подвески насоса.....	2400
Развиваемое давление, МПа	12
Максимальное отклонение скважины от вертикали, градус	40
Производительность насоса, м ³ /сут	0,3–640
Допустимая температура в зоне подвески насоса, °С	135
Плотность нефти в нормальных условиях, кг/м ³	820–1040
Динамическая вязкость нефти на приеме насоса, мПа·с	1,0–1000
Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса, %	40
Максимально возможная высота подъема жидкости, м	2440
Содержание механических примесей в откачиваемой жидкости, % (по массе), не более	10
Содержание сероводорода, % (по массе), не более	5
Содержание углекислого газа, мг/л, не более	1000

Монтаж УВН начинают со спуска колонны насосно-компрессорных труб: к самой нижней трубе крепят статор насоса, а трубы оборудуют центраторами в соответствии с данными (см. табл. 4.5). Затем на штангах спускают ротор. Длину труб и штанг перед спуском тщательно измеряют, а их свинчивание производят с максимально допускаемым силовым моментом на ключе.

Длину штанговой колонны регулируют с помощью коротких штанг. Необходимое усилие затяжки штанг определяют по формуле

$$G = \frac{0,275 \mu L_{\text{шт}} n d^3 10^6 (\mu_{\text{н\acute{a}}} - \mu_{\text{д}})}{(d - d_{\text{шт}}) L_{\text{шт}} n (\mu_{\text{н\acute{а}}} - \mu_{\text{д}})}, \quad (4.5)$$

где G – момент силы, Н·м; $L_{\text{шт}}$ – длина колонны штанг, м; n – частота вращения, с⁻¹; $d_{\text{шт}}$, d – диаметр соответственно колонны

штанг и НКТ, м; $\mu_{\text{пов}}$, $\mu_{\text{пр}}$ – динамическая вязкость соответственно на поверхности и приеме насоса, Па·с.

Давление, развиваемое насосом,

$$p_{\text{н}} = (p_{\text{ст}} - p_{\text{п}}) + p_2 + p_{\text{тр}}, \quad (4.6)$$

где $p_{\text{ст}}$ – давление гидростатического столба жидкости в НКТ, МПа; $p_{\text{п}}$ – давление на приеме насоса, МПа; p_2 – буферное давление, МПа; $p_{\text{тр}}$ – потери давления на трение, МПа.

Выбор эластомера для статора производится исходя из значения температуры, при которой предполагается его работа в скважине. При этом следует знать, что в насосах применяются эластомеры трех типов, работающие при различных температурах: тип 1 – при 90 °С; тип 2 – при 105 °С; тип 3 – при 135 °С.

При выборе ротора необходимо учитывать характеристику среды, в которой будет работать насос: при рН = 6÷8 применяют стандартный хромированный ротор, для других значений рН рекомендуют роторы из нержавеющей стали.

Основные данные о работе винтовых штанговых насосов приведены в табл. 4.7 и в целом характеризуют работу системы скважина – насос как удовлетворительную. Средний межремонтный период по трем скважинам составил 248 сут, т.е. соизмеримый со средним МРП по штанговым насосам; в целом по ОАО "Оренбургнефть" за 1997 г. – 277 сут; средний коэффициент подачи насосов составил 0,81, что можно назвать достаточно высоким результатом.

Подбор УВН для скв. 284 не соответствует ее добычным возможностям: в нее мог быть опущен насос другого типоразмера, например SB120-040 с частотой вращения 100 мин⁻¹. Ввиду отсутствия подобных насосов был использован имеющийся в наличии.

В скв. 285 произошел обрыв НКТ и падение установки после 124 сут работы.

Учитывая крайне тяжелые условия эксплуатации скважин на Тананыкском месторождении, применение винтовых штанговых насосов для добычи вязких нефтей следует считать целесообразным.

Опыт применения, точнее, промышленного испытания отечественных штанговых винтовых насосов связан с разработками УГНТУ. В 1997 г. Кунгурский машиностроительный завод и ЗАО "Экол" по чертежам УГНТУ изготовили опытный экземпляр скважинного насоса типа НВ-108.10.2 со следующей технической характеристикой:

Длина статора, мм	3550
Длина ротора, мм	3380
Диаметр корпуса, мм	89
Диаметр ротора, мм	50
Частота вращения ротора, мин ⁻¹	75–225
Подача насоса, м ³ /сут	8–23
Максимальное давление, МПа	14,0

Таблица 4.7

Показатели работы УВН фирмы " Scheller-Blekman" в некоторых скважинах Тананыкского месторождения

Показатель	Номер скважины			
	274	296	284	285
Характеристика насоса:				
модель	SB130-006	SB130-006	SB125-028	SB125-028
тип	А	А	А	А
частота вращения, мин ⁻¹	132	132	132	132
теоретическая	7,92	7,92	36,96	36,96
производительность,				
м ³ /сут				
Характеристика скважины:				
средний дебит жидкости,	6,76	6,80	52,08	25,2
м ³ /сут				
средний дебит нефти,	3,85	5,83	1,27	4,46
т/сут	0,85	0,89	1,41	0,68
коэффициент подачи				
Межремонтный период, сут	261	257	227	124
Причина отказа насоса	Уменьшение подачи			"Полет" установки

В качестве поверхностного привода установки использовался агрегат УНВП-600/20, разработанный в УГНТУ, со следующими данными:

двухступенчатый цилиндрический редуктор с $U_{ред} = 22$;
одноступенчатый цилиндрический редуктор с $U_{ред} = 2,25$;
электродвигатель серии 4А112М4 с частотой вращения 1445 мин⁻¹.

Объектом испытания явилась скв. 1558 Тананыкского месторождения НГДУ "Бузулукнефть", имеющая следующую геолого-техническую характеристику:

Продуктивный пласт	Б ₂
Тип коллектора	Песчаник
Вязкость нефти, мПа·с:	
в пластовых условиях	31,3
в поверхностных условиях	270
Плотность нефти, кг/м ³	899
Содержание в нефти, % (по массе):	
парафина	6,4

серы	3,1
смола	13,0
сероводорода	0,56
Газовый фактор, м ³ /т	23,7
Обводненность добываемой продукции, %	56
Дебит жидкости, м ³ /сут	50,0
Статический уровень жидкости, м	185
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Глубина скважины, м	2916
Зенитный угол до глубины 2200 м	3°45'
Интервал перфорации, м	2807–2809; 2812–2816
Искусственный забой, м	2890

В скважину ранее был спущен штанговый насос НСН-43 на глубину 1200 м, однако подачи нефти добиться не удалось.

Методикой испытания винтового насоса предусматривались:

предварительная промывка скважины и три цикла свабирования, в результате чего был получен приток жидкости 50 м³/сут;

спуск статора на глубину 1150 м на НКТ диаметром 73 мм;

контроль за работой скважины и насоса путем замера следующих параметров: давления на устье с помощью манометра; дебита жидкости замерными установками и объемным методом; динамического уровня жидкости в скважине с помощью комплекса "Квантод".

В результате испытаний было установлено:

рабочие параметры насоса соответствуют стендовым;

для окончательного вывода о работоспособности насоса испытания должны быть продолжены при тщательном контроле за работой установки со стороны изготовителя;

для повышения ресурса насоса необходимо допускаемую температуру резиновой обкладки повысить от 108 до 150 °С, а натяг увеличить на 0,25 мм на сторону.

4.2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Одной из характерных особенностей разработки нефтяных месторождений является существенное увеличение числа малодобитных скважин. Наиболее распространенными при эксплуатации таких скважин являются установки скважинных штанговых насосов. Однако при увеличении интенсивности искривления ствола скважины и обводненности продукции, а также при наличии в откачиваемой жидкости твердых механических примесей имеет место резкое уменьшение МРП

скважин, оборудованных ШСНУ, что обусловлено заклиниванием или повышением износа плунжера насоса, обрывом и истиранием насосных труб и штанг [42]. Для таких условий эксплуатации были разработаны установки электродиафрагменных насосов, которые относятся к бесштанговым насосам, что определяет их эксплуатационные качества.

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом – рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

- по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;

- по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сиффон;

- по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.

Первые экземпляры диафрагменных насосов для добычи нефти были испытаны в 60-х годах. Эксплуатационников привлекли следующие конструктивные достоинства УЭДН, выгодно отличающие их от применяемых повсеместно штанговых насосов:

- отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;

- небольшая установочная мощность электропривода;

- простота монтажа и эксплуатации;

- удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;

- возможность применения в скважинах с низкими дебитами;

- возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками (море, болота и др.).

КОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Схема УЭДН (рис. 4.6) похожа на монтажную схему установок погружных электронасосов.

Погружной электродиафрагменный насос 1 опускают в скважину на НКТ (ГОСТ 638–80) с условным диаметром 42; 48 и 60 мм. Для увеличения рабочего объема кольцевой шламовой камеры у шламовых труб 3 и 4 первая труба над электронасосом должна иметь диаметр 60 мм. Между первой и второй трубами устанавливается сливной клапан 5. Кабельная линия 6, по которой подводится электроэнергия к насосу 1, по мере спуска крепится к трубам поясами 2, а на поверхности – соединяется с комплектным устройством 11 или разъединительной коробкой системы электрооборудования, обеспечивающей предупреждение попадания попутного нефтяного газа по кабелю в комплектное устройство. На поверхности располагается устьевое оборудование 7, конструкция которого выбирается потребителем установки в зависимости от условий эксплуатации. Устьевое оборудование специальным отводом соединяется с наземным трубопроводом. Электроконтактный манометр 9 соединяется с трубкой 8 манометра с отводом, а сигнальным проводом 10 – с комплектным устройством 11. Для предупреждения обратного движения откачиваемой жидкости из наземного трубопровода в НКТ отвод должен быть снабжен обратным клапаном.

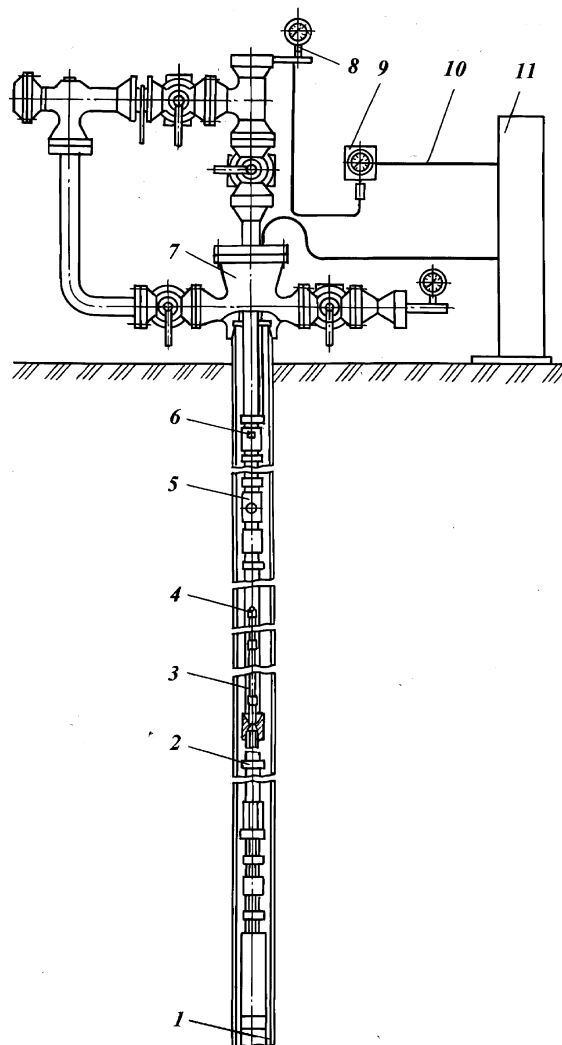


Рис. 4.6. Установка электродиафрагменного насоса типа УЭДН5

Электронасосы и установки различных типоразмеров были полностью унифицированы. При этом электронасосы отличаются рабочим диаметром сменной плунжерной пары, входящей в состав плунжерного насоса, а установки – сечением и длиной круглого кабеля, входящего в состав кабельной линии.

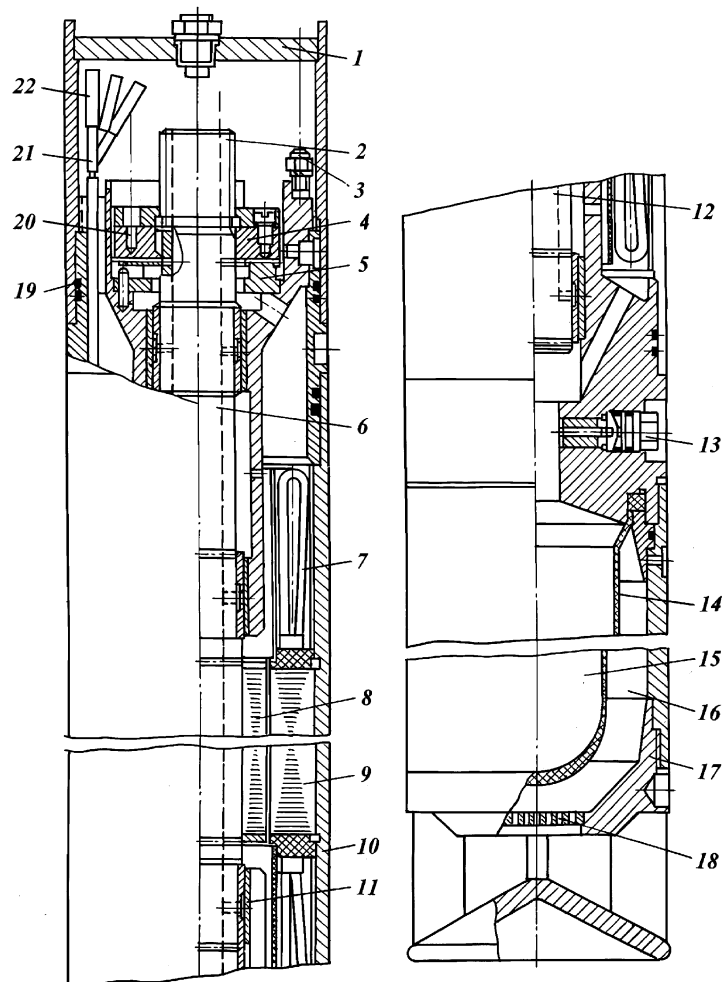


Рис. 4.7. Погружной электродвигатель для диафрагменного насоса ПЭД2,5-117/4В5:

1 – крышка; 2 – шлицевый конец вала; 3 – шпилька; 4 – пята; 5 – подпятник;
6 – вал; 7 – обмотка статора; 8 – ротор; 9 – статор; 10 – корпус; 11 –
подшипник скольжения; 12 – канал; 13 – пробка; 14 – диафрагма; 15 –
внутренняя камера; 16 – внешняя камера; 17 – дно; 18 – отверстия; 19 –
уплотнения; 20 – болты; 21 – выводные провода; 22 – втулки

Принципиально отличающимися от УЭЦН являются электродвигатель и насос, поэтому будет рассмотрена только их конструкция.

Для привода ЭДН применен погружной асинхронный четырехполосный электродвигатель, выполненный в виде отдельного блока (рис. 4.7). В цилиндрическом стальном корпусе размещен статор 9, обмоткой которого служит эмалированный теплостойкий провод марки ПЭТ. Выводные провода 21 обмотки статора снабжены втулками 22 для соединения со штекерами токовводов.

Вал 6 шихтованного короткозамкнутого ротора 8 вращается в четырех металлофторопластовых радиальных подшипниках скольжения 11.

Осевые нагрузки воспринимаются упорным подшипником скольжения, состоящим из стальной пяты 4 и бронзового подпятника 5.

В нижней части электродвигателя установлена резиновая диафрагма 14, внешняя камера которой через отверстие 18 в дне 17 сообщается со скважинной средой. Внутренняя камера 15 через канал 12, выполненный по всей длине вала, сообщается с полостью насоса. С помощью диафрагмы происходит выравнивание давления внутри и вне насоса, а также компенсируется изменение объема масла.

Электродвигатели ПЭД2,5-117/4В5 имеют следующую техническую характеристику:

Мощность, кВт	2,5
Напряжение, В	350
Сила тока, А	7,9
Частота переменного тока, Гц	50
Частота вращения вала, мин ⁻¹	1500
Скольжение, %	7
КПД, %	75
Коэффициент мощности	0,7
Температура окружающей среды, °С, не более	90
Габаритные размеры, мм:	
наружный диаметр	117
длина	1370
Масса, кг	80 ± 10

Погружной электродиафрагменный насос (рис. 4.8) снабжается эластичной диафрагмой, совершающей колебательные движения и создающей за счет этого эффект

всасывания и нагнетания. Отличительной конструктивной особенностью ЭДН является изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды. Это должно обеспечить более длительную работу узлов и деталей насоса в скважине.

Диафрагма 19 взаимодействует с плунжером 5, перемещающимся возвратно-поступательно под действием эксцентрикового привода 4. Последний включает в себя эксцентрик, вращающийся в подшипниках, и редуктор 21, ведущая шестерня которого посажена на вал электродвигателя 2.

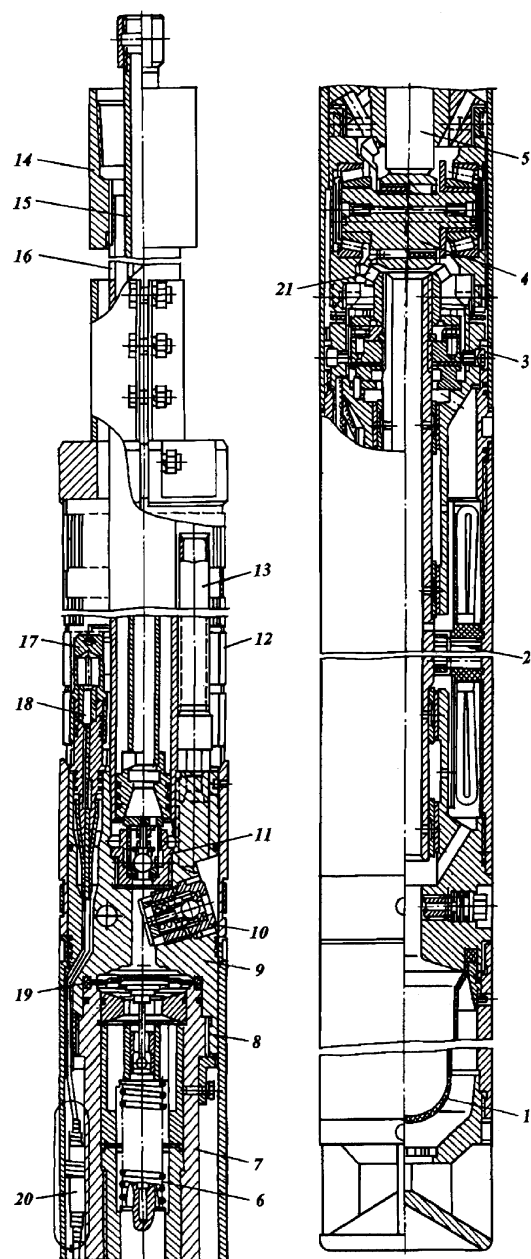


Рис. 4.8. Погружной электродиафрагменный

насос типа ЭДН5:

- 1 — компенсатор
- электродвигателя; 2 —
- электродвигатель; 3 —
- стакан; 4 —
- эксцентриковый привод;
- 5 — плунжерный насос;
- 6 — пружина; 7 —
- корпус; 8 — резьба; 9 —
- головка; 10 — всасываю-
- щий клапан; 11 —
- нагнетательный клапан;
- 12 — сетка; 13 —
- газосепаратор; 14 —
- муфта; 15 — трубка; 16
- патрубок; 17 —
- крышка; 18 — токоввод;
- 19 — диафрагма; 20 —
- штекерный разъем; 21 —
- конический редуктор

Таблица 4.8

Техническая характеристика УЭДН

Типоразмер	Показатель			
	Подача, м ³ /сут	Давление, МПа	Мощность, кВт	КПД, %
УЭДН5-4-1700	4,0	17	2,20	35
УЭДН5-4-2000	4,0	20	2,55	36
УЭДН5-6,3-1300	6,3	13	2,45	38
УЭДН5-6,3-1500	6,3	15	3,15	38
УЭДН5-8-1100	8,0	11	2,65	38
УЭДН5-8-1300	8,0	13	3,25	39
УЭДН5-10-1000	10,0	10	2,85	40
УЭДН5-10-1200	10,0	12	3,35	40
УЭДН5-12,5-800	12,5	8	2,85	40
УЭДН5-16-650	16,0	6,5	2,85	40
УЭДН5-20-600	20,0	6	3,50	40

Примечание. Диаметр и длина электронасоса для всех установок составляют соответственно 117 и 2700 мм, масса – 115 кг.

Движение диафрагмы вниз вызывает срабатывание всасывающего клапана *10*, через который скважинная жидкость поступает в диафрагменную полость. Движение вверх приводит к выталкиванию жидкости через нагнетательный клапан *11* в насосно-компрессорные трубы.

Трубка *15* служит для защиты нагнетательного клапана от осаждающихся из добываемой жидкости механических примесей при остановках насоса. Муфта *14* и патрубок *16* обеспечивают присоединение электронасоса к НКТ.

Наиболее нагруженными элементами агрегата являются редуктор, диафрагма и клапаны.

В ОКБ БН были разработаны УЭДН, характеристика которых приведена в табл. 4.8.

ИСПЫТАНИЕ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Расчеты, проводимые при подборе УЭДН к скважинам, включают в себя определение следующих параметров.

1. Подача, м³/сут,

$$Q = 1,36 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha e f (1 - s) (Pu)^{-1} d^2, \quad (4.7)$$

где α – коэффициент подачи; e – эксцентриситет привода, мм; f – частота тока, Гц; s – коэффициент скольжения привода; P –

число пар полюсов электродвигателя; u – передаточное число конической передачи; d – диаметр плунжера, мм.

При известных значениях некоторых параметров: $e = 8$ мм; $u = 1,8$; $P = 2$, формула (4.7) может быть упрощена и представлена в виде

$$Q = 3,02 \cdot 10^{-4} \alpha f (1 - s) d^2. \quad (4.8)$$

2. Полезная мощность насоса

$$N = pQ, \quad (4.9)$$

где N – мощность насоса, кВт; p – давление, Па; Q – подача, м³/с.

3. Мощность электродвигателя

$$N_{\text{э}} = \delta Q / \eta, \quad (4.10)$$

где η – КПД насоса.

УЭДН к скважинам подбирают по их условной характеристике, определяющей зависимость между суточным дебитом и давлением, расходуемым на подъем жидкости из скважины с определенным противодавлением.

Оптимальный режим работы УЭДН и увязка ее с работой пласта производятся по общепринятым положениям: подача насоса должна быть равна дебиту скважины.

4. Глубина подвески насоса $L_{\text{н}}$ определяется из глубины расчетного динамического уровня $L_{\text{д}}$ при отборе заданного объема жидкости из пласта и значения погружения $h_{\text{п}}$, создающего необходимое давление на приеме, т.е.

$$L_{\text{н}} = L_{\text{д}} + h_{\text{п}} + p_{\text{у}} / \rho g + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}}, \quad (4.11)$$

где $p_{\text{у}}$ – устьевое давление, Па; $h_{\text{тр}}$ – потери на трение, м; $H_{\text{г}}$ – высота подъема жидкости за счет работы газа, м.

Первые опытные экземпляры насосов показали, что наиболее уязвимыми узлами являются редуктор и клапаны.

Наличие песка в продукции экспериментальных скважин приводило к образованию песчаных пробок и абразивному износу узлов.

Однако и результаты последующих испытаний не привели к созданию надежной конструкции. Это видно по данным эксплуатации 15 скважин УЭДН в ОАО "Оренбургнефть", приведенных в табл. 4.9.

Основной показатель работы оборудования в скважине – межремонтный период составляет 206 сут, что на 71 сут ниже,

чем у скважин, эксплуатируемых ШСНУ, и на 141 сут меньше, чем у скважин с УЭЦН.

Наиболее слабым узлом современных УЭДН является электродвигатель: 67 % подъемов насосов произошло из-за отказа привода. При этом основной причиной отказа является пробой обмотки статора ПЭД из-за слабой межвитковой изоляции провода. На сопротивление изоляции влияет попадающий в двигатель газ, диффундирующий через диафрагму.

Таблица 4.9

Показатели работы диафрагменных насосов в ОАО "Оренбургнефть"

Номер скважины	Тип УЭДН, завод-изготовитель	Отработанное время, сут	$\frac{Q_{ж.}}{L_{д.} \cdot \text{сут}}$	Глубина подвески, м	Причина выхода из строя
<i>НГДУ "Бузулукнефть"</i>					
1716	5-8-1100, Тамбов	335	$\frac{6}{120}$	1300	Электропробой обмотки статора
233	5-8-110, Тамбов	112	$\frac{10}{70}$	1300	То же
234	5-8-110, Тамбов	125	$\frac{10}{570}$	1500	Заклинивание редуктора
235	5-6,3-1300, Тамбов	335	$\frac{8}{530}$	1500	Электропробой обмотки статора
1216	5-6,3-1300, Тула	64	$\frac{10}{900}$	1600	То же
1217	5-12,5-800, Тула	17	$\frac{10}{900}$	1600	"
3517	5-12,5-800, Тула	8	$\frac{8}{580}$	1900	Засорение насоса механическими примесями
3518	5-12,5-800, Тула	9	$\frac{8}{580}$	1900	Электропробой обмотки статора
1202	5-8-1100, Тула	240	$\frac{9}{840}$	1300	То же
1249	5-6,3-1300, Тула	182	$\frac{8}{420}$	1550	"
83	5-8-1300, ИЭМЗ	213	$\frac{3}{1400}$	1900	Снижение подачи за счет низкого H_d
85	5-6,3-1500, ИЭМЗ	106	$\frac{3}{1200}$	1900	Засорение насоса механическими примесями
1566	5-6,3-1300, ИЭМЗ	106	—	1800	Отсутствие сливного клапана
<i>НГДУ "Сорочинскиефть"</i>					
1478	5-8-1100, Тамбов	32	$\frac{6}{790}$	1500	Электропробой обмотки статора
Среднее значение	—	127	6,5	1475	—

Недостаточно надежным является клапанный узел насоса, изнашивающийся при воздействии на него механических примесей.

Таблица 4.10

Показатели эксплуатации скважин УЭДН в различных регионах страны [42]

Производственное объединение	Число скважин, оборудованных УЭДН	Межремонтный период эксплуатации скважин, сут
"Татнефть"	260	280–320
"Башнефть"	100	280–320
"Куйбышевнефть"	50	280–320
"Удмуртнефть"	30	300–350

Анализ работы скважин, оборудованных УЭДН, в других регионах показал, что и там их показатели отстают от аналогичных для ШСНУ и УЭЦН (табл. 4.10).

Хотя в силу более благоприятных скважинных условий этот показатель выше, чем в ОАО "Оренбургнефть", межремонтный период их вдвое-втрое ниже, чем, например, у погружных центробежных насосов.

В настоящее время большинство скважин из ранее эксплуатировавшихся УЭДН не работают: они были переведены на другие способы эксплуатации. Тем не менее технические характеристики УЭДН и их эксплуатационные возможности, заложенные в конструкции, должны быть реализованы путем дальнейшего совершенствования и повышения надежности отдельных узлов.

В 1991–1992 гг. ОКБ БН разработало модернизированную конструкцию установок с увеличенными параметрами (табл. 4.11).

Модернизированные установки типа УЭЦН5 с 1993 г. выпускаются ИЭМЗ по ТУ 3665-007-00220440–93. По этим ТУ при максимальной массовой концентрации твердых частиц в перекачиваемой среде 0,05 % (0,5 г/л) средняя наработка на отказ составляет не менее 8000 ч (335 сут) [42].

Опыт применения установок погружных электродиафрагменных насосов типа УЭДН5 на промыслах России показывает, что их основными технико-экономическими преимуществами являются:

высокий КПД электронасоса – от 34 до 40 % в зависимости от типоразмера;

незначительный износ его основных узлов, герметично изолированных от перекачиваемой среды и работающих в чистом масле;

простота монтажа на устье скважины, куда электронасос поступает моноблоком;

отсутствие громоздкого наземного привода и фундаментов для его размещения;

Таблица 4.11

Основные характеристики установок УЭДН5, выпускаемых ИЭМЗ

Типоразмер установки	Подача, м ³ /сут	Давление, МПа	Мощность электронасоса (потребляемая), кВт
УЭДН5-4-2000	4,0	20	≤ 2,55
УЭДН5-6,3-1500	6,3	15	≤ 3,15
УЭДН5-8-1300	8,0	13	≤ 3,25
УЭДН5-10-1200	10,0	12	≤ 3,35
УЭДН5-12,5-900	12,5	9	≤ 3,40
УЭДН5-16-750	16,0	7,5	≤ 3,40
УЭДН5-20-600	20,0	6	≤ 3,50

сокращение в 2–3 раза общей металлоемкости и установочной мощности при обустройстве скважин;

возможность применения НКТ малого диаметра;

сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание в связи с отсутствием привода;

эффективность применения в скважинах с очень низкими дебитами, так как обеспечивается непрерывная работа взамен периодической эксплуатации, отрицательно влияющей на нефтеотдачу пласта;

эффективность использования в скважинах с кривыми или наклонно направленными стволами.

4.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ

Применение установок струйных насосов впервые было начато на нефтяных месторождениях США в 40-х годах. К 1975 г. в скважинах уже работало около 200 струйных насосов с глубиной спуска в диапазоне от 580 до 2900 м и добычей жидкости от 33 до 160 м³/сут. В настоящее время фирмы США применяют струйные насосы при опробовании пластов и освоении скважин (фирма "Trico Industries"), при добыче нефти с высоким газовым фактором и механическими примесями (фирма "Dresser Industries"), при эксплуатации горизонтальных скважин и добыче тяжелых нефтей на морских месторождениях (фирмы "Jet Production Systems", "КОБЕ", "National Oil Well", "Guiberson") и для очистки скважин от песчаных пробок (фирма "Nowasco").

Установки струйных насосов также хорошо зарекомендовали себя при эксплуатации отдаленных месторождений, где отсутствуют дороги, линии энергопередач и возможности осуществления бескомпрессорного газлифта. В этом случае приводом силовых наземных насосов служат газовые двигатели, работающие на попутном газе, поступающем из эксплуатируемых скважин.

Наземное оборудование импортных струйных установок выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы (куста) скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для очистки рабочей жидкости от механических примесей. Сепарация газа из добываемой жидкости происходит либо в специальной емкости (установка "Econodraulic" фирмы "Dresser Industries"), либо в емкости, совмещающей функции газосепаратора и хранилища рабочей жидкости (установка "Tricodraulic"). В последнем случае в компоновку наземного оборудования входит поднапорный насос, который производит рециркуляцию очищенной рабочей жидкости через гидроциклон.

Погружное оборудование содержит стационарный или вставной струйный насос, однорядную колонну труб с пакером или двухрядный лифт (с параллельной или концентричной подвеской труб).

Применение струйных насосов в нефтяной промышленности б. СССР началось в 1958 г. в Азербайджане. В основном эти насосы использовались для промывки скважин от песчаных пробок. В 1968 г. в б. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина была разработана установка УЭЦН – УСН, предназначенная для повышения эффективности и оптимизации подъема жидкости за счет максимального использования энергии газа. В институте были разработаны установки для форсированного отбора жидкости, а также струйные насосные установки с наземным приводом для подъема жидкости из скважин в осложненных условиях эксплуатации (низкие динамические уровни, высокий газовый фактор, наличие механических примесей в добываемой жидкости, гидратообразование). Первые образцы таких насосов были установлены в скважинах в 1969 г. на промыслах Западной Сибири в НГДУ "Шаимнефть".

В настоящее время разработкой, испытанием и промышленным внедрением насоса данного типа занимаются отечественные фирмы (ОКБ БН, "НАМ и К⁰", "СОНТЕКС" и др.). В качестве примера ниже приведены технические характеристики отечественных УСН и условия их эксплуатации.

Установка струйных насосов ЗАО "НАМ и К⁰"

Производительность, м ³ /сут	До 300
Давление рабочей жидкости, МПа	До 20
Давление на выкиде из насоса, МПа	10–26
Коэффициент подмешивания	0,2–1,2
Рабочая жидкость	Нефть, вода, водонефтяная смесь
Максимальная температура, °С	140
Диаметр НКТ, мм	73
Диаметр скважины, мм	146, 168
Диаметр насоса, мм	107
Масса без пакера, кг	50
Длина с пакером, мм	3900
Срок службы, лет, не менее	8
Средняя продолжительность смены струйного аппарата, ч, не более	3
Внутренний диаметр, мм:	
сменной насадки	2–6
сменной камеры смешения	3–8

Установка струйных насосов ОКБ БН

Диаметр насоса, мм	90
Глубина спуска, м	До 1000
Расход рабочей жидкости, л/с	1,6–1,85
Давление рабочей жидкости, МПа	8–17
Рабочая жидкость	Нефть, вода
Давление рабочей жидкости у сопла, МПа	4–9
Оптимальное значение подпора инжектируемой жидкости от давления рабочей жидкости у сопла, %	7,5
Коэффициент инъекции	0,56–0,64
Отношение давлений (струйного и поверхностного насосов)	0,498
КПД, %	30,8–31,8

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- простота и компактность скважинного оборудования;
- отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- высокая надежность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- простота регулирования отбора продукции скважины;
- замена насоса без подземного ремонта;

подача в скважину необходимых реагентов и тепловой энергии с рабочей жидкостью;
доступ на забой без подъема скважинного оборудования;
создание требуемых депрессий на пласт;
проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;
добыча нефти из малодебитных скважин – менее 10 м³/сут. (Сравнительные данные граничных условий применения различных способов эксплуатации и преимущества УСН приведены в табл. 4.12.);
минимальные затраты на подъем жидкости при дебитах до 150 м³/сут;
эксплуатация скважин в осложненных условиях (высокая температура, высокий газовый фактор, высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, соле- и парафиноотложения, высокое содержание песка, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

Таблица 4.12

**Сравнительные данные граничных условий применения различных способов
эксплуатации скважин
с дебитами менее 10 м³/сут**

Способ эксплуатации, насос	Граничные условия – максимальные				Потребляемая мощность, кВт	Наработка на отказ, сут	Примечание
	производительность, м ³ /сут	глубина спуска, м	содержание мехпримесей, г/л	газосодержание, %			
УЭЦН5-20-1700	10	1800	0,10	25	16	150	В случае газосодержания возможно применение скважины с высоким газосодержанием. Низкая наработка. Большое количество ремонтов.
НСВ-2Б-32	4	1500	0,13	10	32	120	
УЭДН5-4-17	4	1600	2,0	25	2,5	180	
УСН	От 1 до 400	5000	10,0	80	10–20	1900	Не предусмотрена промывка НКТ от АСПО. Повышение притока скважины не позволяет применение высоконапорного насоса из-за большого диапазона дебитов насоса. Большой дебит скважины. Ускоренное износ СПО насоса.
УГПН	10	5000	0,1	Не допускается	8–16	1800	Отечественных

Есть и отрицательные стороны при применении струйных насосов: высокая цена оборудования (в 2,2 раза дороже, чем ШСНУ, и в 1,5, чем УЭЦН, при прочих равных условиях); необходимость привлечения для обслуживания персонала высокой квалификации.

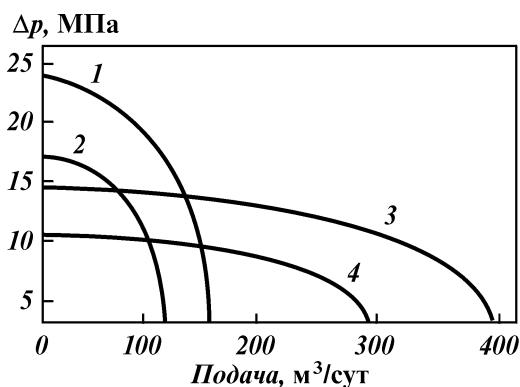
Принцип работы всех УСН заключается в следующем. Рабочая жидкость под высоким давлением подается в сопло и истекает с высокой скоростью (до 300 м/с). При этом создается область разрежения и добываемая жидкость через горловину всасывается в диффузор. Диаметр диффузора в несколько раз (4–6) больше диаметра сопла, и поэтому скорость жидкости быстро падает. Происходит обратный процесс перехода кинетической энергии жидкости в потенциальную энергию ее подъема на поверхность.

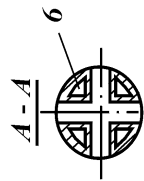
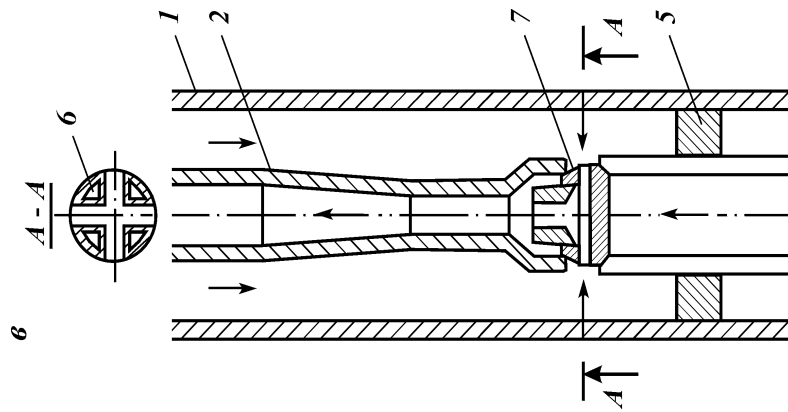
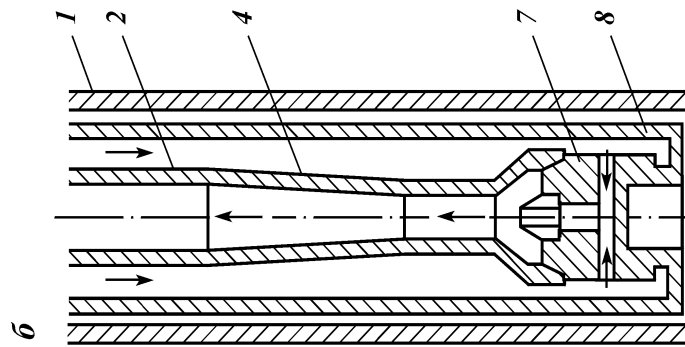
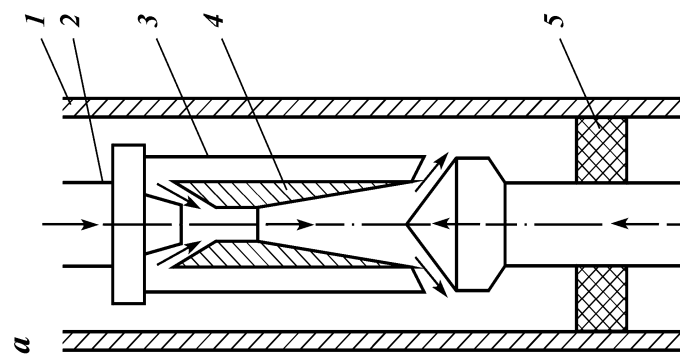
Струйный насос имеет рабочие характеристики, подобные характеристикам электропогружного насоса. На рис. 4.9 приведен пример таких характеристик, которые зависят от давления в сопле.

При заданном размере сопла различным размерам горловины соответствуют разные характеристики. Обычно характеристические кривые довольно пологие, особенно при большом диаметре горловины, что говорит о высокой зависимости между подачей струйного насоса и давлением на приеме или выкиде. Поскольку

Рис. 4.9. Рабочие характеристики струйного насоса (давление всасывания 3,4 МПа, размер сопла 0,0052 см², расход через сопло 97 м³/сут при давлении 27,6 МПа и 127 м³/сут при давлении 41,4 МПа):

1 – площадь кольцевого сечения $R=0,38$, давление нагнетания $p_n = 41,6$ МПа;
2 – $R=0,38$, $p_n=27,6$ МПа;
3 – $R = 0,18$, $p_n=41,6$ Па;
4 – $R = 0,18$, $p_n = 27,6$





давление зависит от плотности и вязкости жидкостей и от присутствия газа, расчет работы насоса сложен и требует численного решения.

Разработка конструкций струйных насосов идет по пути размещения силовых агрегатов в скважине (погружные агрегаты) и на поверхности. Применение погружных агрегатов ведет к уменьшению габаритов установки, снижению ее металлоемкости, повышению КПД. Однако помещение агрегата на устье создает лучшие условия для контроля и регулирования, а также для использования давления столба жидкости в скважине в качестве части рабочего давления. Этим и объясняется тот факт, что преимущественное распространение получили установки с наземными силовыми агрегатами.

На рис. 4.10 приведены конструкции подземной части оборудования струйных насосов. Все они имеют сходное устройство, включающее кожух струйного насоса 3, сопло 4, всасывающие окна 6, специальную муфту 7, колонну насосно-компрессорных труб 2. Различаются установки схемой подачи силовой жидкости: в схеме *а* она подается по колонне насосно-компрессорных труб и поднимается вместе с добываемой жидкостью по затрубному пространству; в схеме *б* силовая жидкость подается по эксплуатационной колонне и поднимается по колонне НКТ; в схеме *в* спущена вторая колонна НКТ, и силовая жидкость подается по кольцевому пространству, образованному двумя колоннами труб, а поднимается по центральной колонне.

Все схемы имеют определенные достоинства и недостатки: подъем жидкости по эксплуатационной колонне может привести к ее запарафинированию (при добыче высокопарафинистых нефтей), коррозионному и эрозионному ее разрушению; подача силовой жидкости по эксплуатационной колонне может вызвать разрушения последней вследствие создания критических давлений; схемы *а* и *б* предполагают применение пакера, монтаж и демонтаж которого часто бывает затруднен; применение дополнительной колонны НКТ (схема *в*) резко увеличивает

Рис. 4.10. Установки струйных насосов с использованием поверхностного силового привода при компоновке:

а – пакерной с обратным расположением струйного насоса; *б* – пакерной с прямым расположением струйного насоса; *в* – беспакерной двухтрубной с прямым расположением струйного насоса; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – кожух струйного насоса; 4 – сопло; 5 – пакер; 6 – всасывающие окна; 7 – специальная муфта; 8 – внешняя колонна НКТ

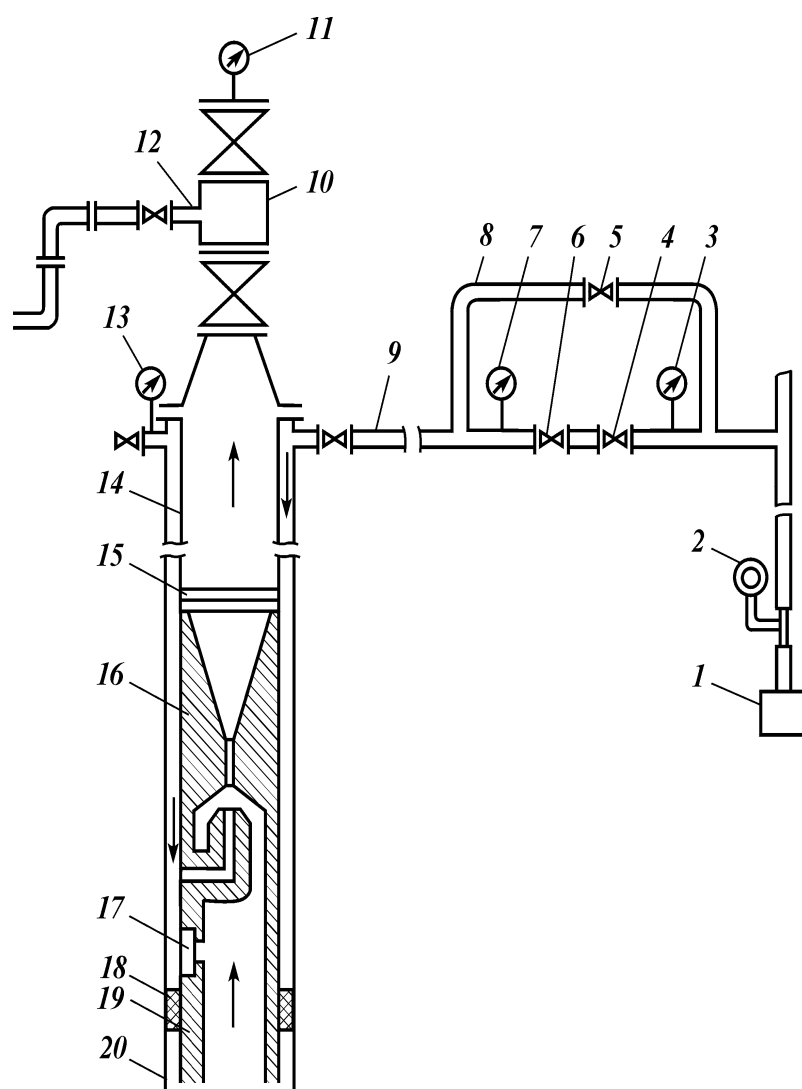


Рис. 4.11. Скважинная струйная установка

металлоемкость установки и не всегда приемлемо из-за небольших диаметров габаритов скважин.

В результате анализа всех схем наиболее целесообразна для использования в условиях ОАО "Оренбургнефть" схема *а*. Оборудование этой схемы (рис. 4.11) включает в себя устьевую обвязку 10, линию подачи рабочего агента 9, нефтесборный коллектор 12, участок регулирования давления и расхода рабочей жидкости 8, вентили 4, 5, 6, манометры 3, 7, 11, 13, расходомер 2, источник рабочей жидкости 1. Подземное оборудование состоит из колонны 14, опрессовочной шайбы 15, струйного насоса 16, клапана для глушения скважины 17, пакера 18, хвостовика 19, эксплуатационной колонны 20.

В настоящее время в ОАО "Оренбургнефть" и "Оренбурггазпром", совместно с ЗАО "НАМ и К⁰" и ОАО "СОНТЕКС" рассматривается вопрос о проведении экспериментальных и промысловых работ по испытанию струйных насосов для условий: эксплуатации нефтяных скважин с высоким газосодержанием; при освоении низкодебитных скважин после бурения; при освоении скважин после проведения капитальных ремонтов.