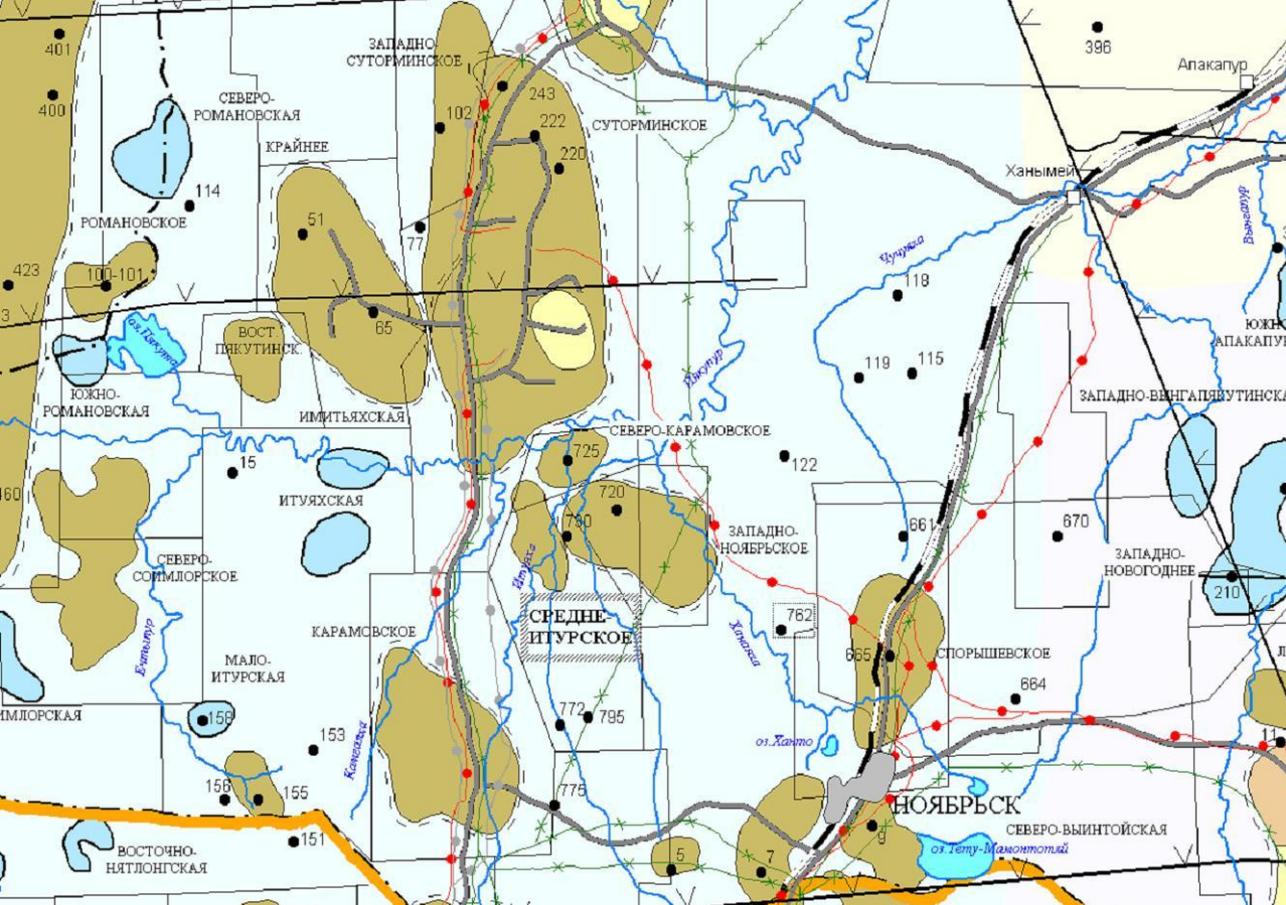


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОЛЛЕДЖ ИМЕНИ Ю.Г. ЭРВЬЕ  
Отделение разведки, разработки нефтяных и газовых месторождений  
Специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

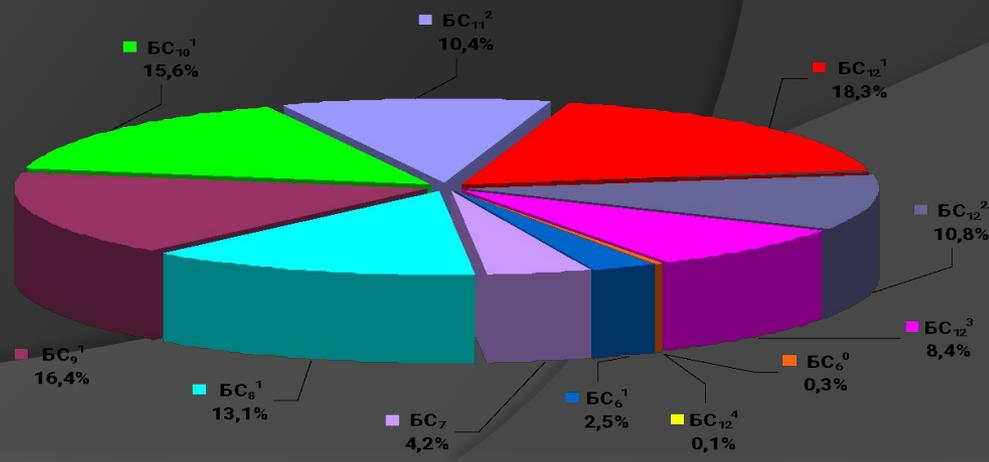
Техника и технология добычи нефти установками электро-  
центробежных насосов на Средне-Итурском месторождении.

Выполнил: Садыков Искандер  
Группа: НРТз-11-1

Тюмень, 2015 г.



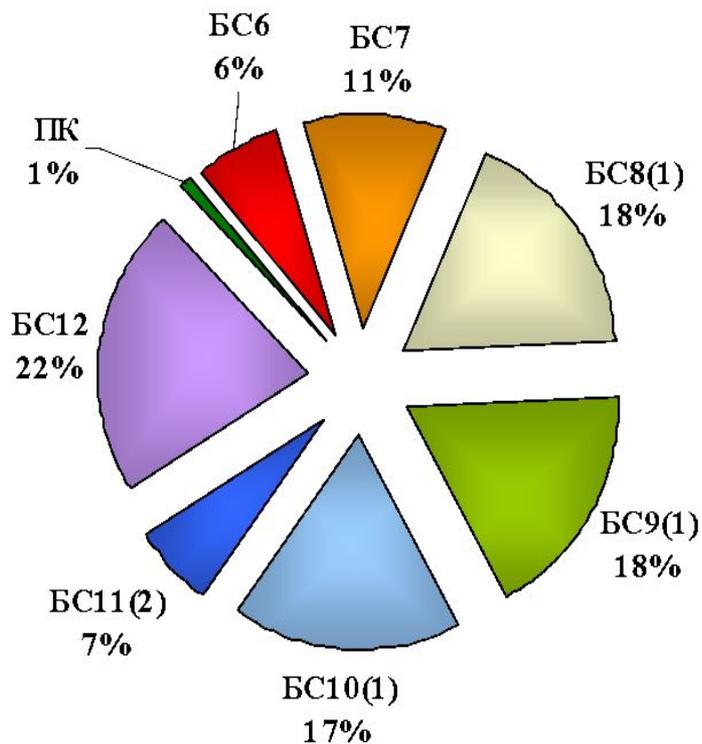
Распределение начальных геологических запасов нефти категорий АВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub> по пластам. Средне-Итурский ЛУ



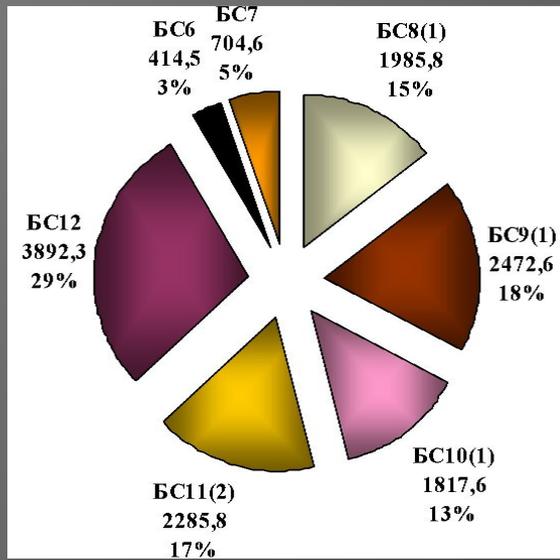
Объекты разработки: БС8-1, БС9-1, БС10-1, БС11-2, БС12 – основные;  
БС6, БС7 – возвратные.

Добывающих действующих – 135 скважин  
Нагнетательных действующих – 54 скважины

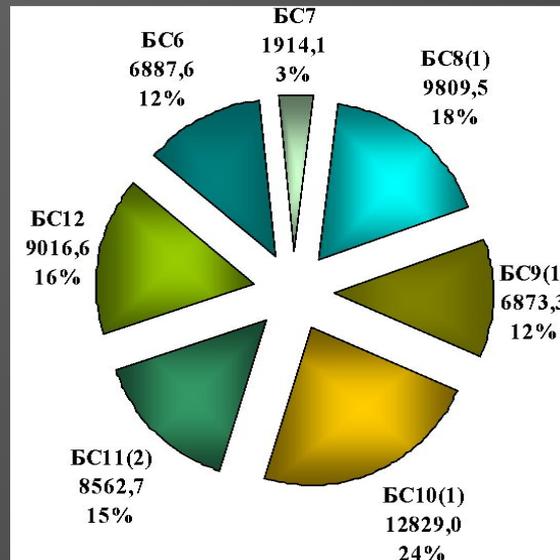
Распределение фонда скважин Средне-Итурского месторождения  
по объектам разработки по состоянию на 01.01.2012 г.



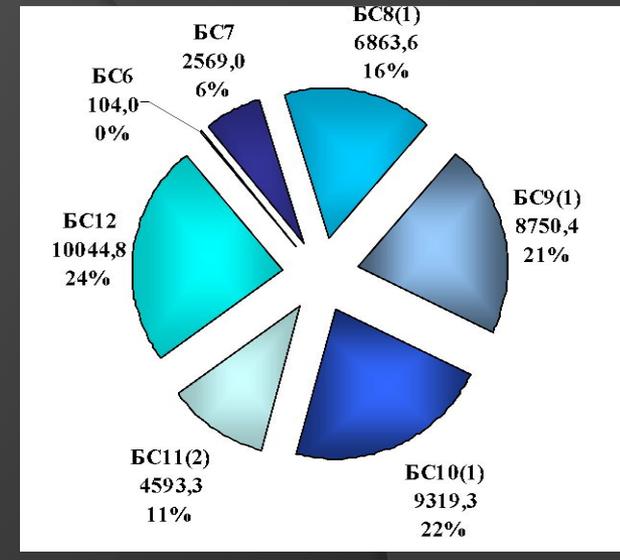
# Распределения по накопленной



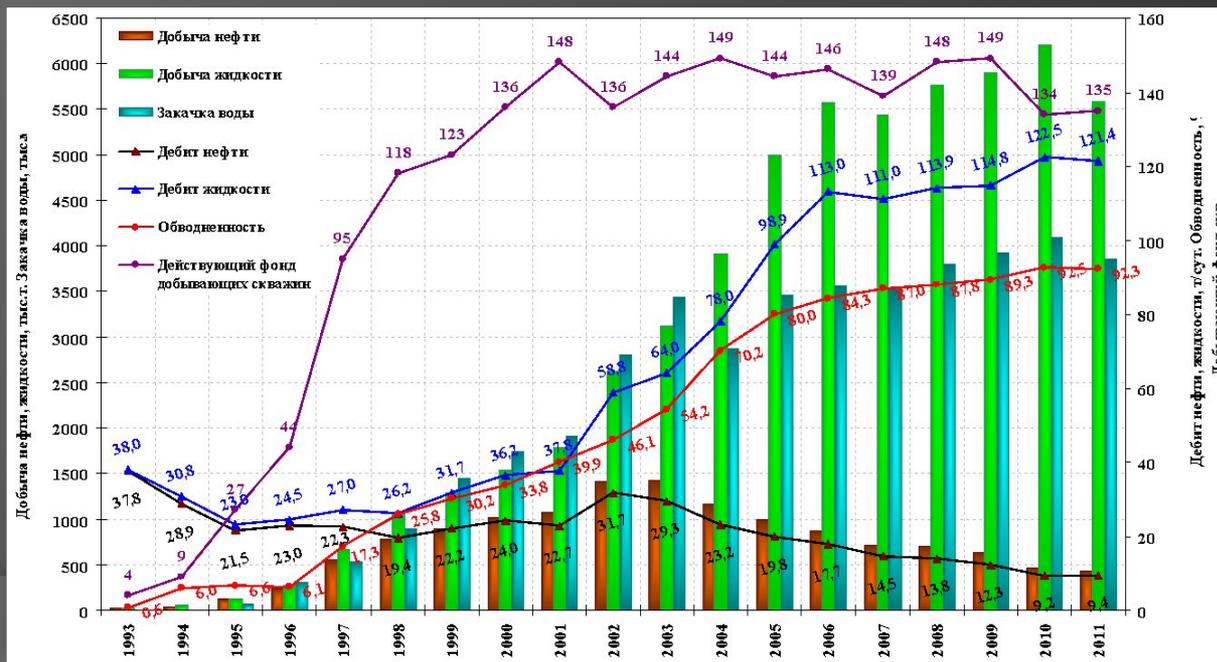
нефти



жидкости



закачке



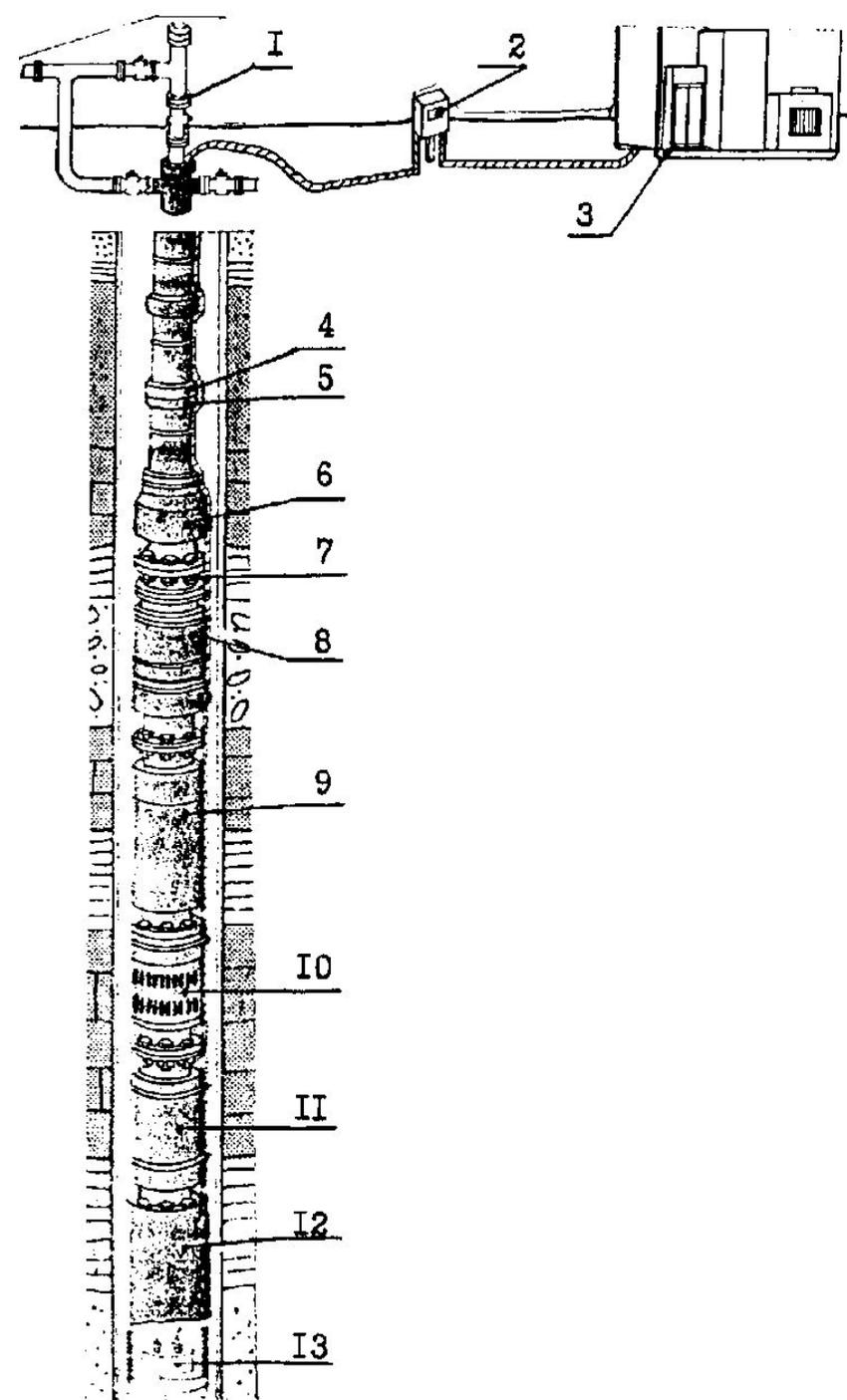
Qн - 13573,3 тыс.т

Qж - 55892,6 тыс.т

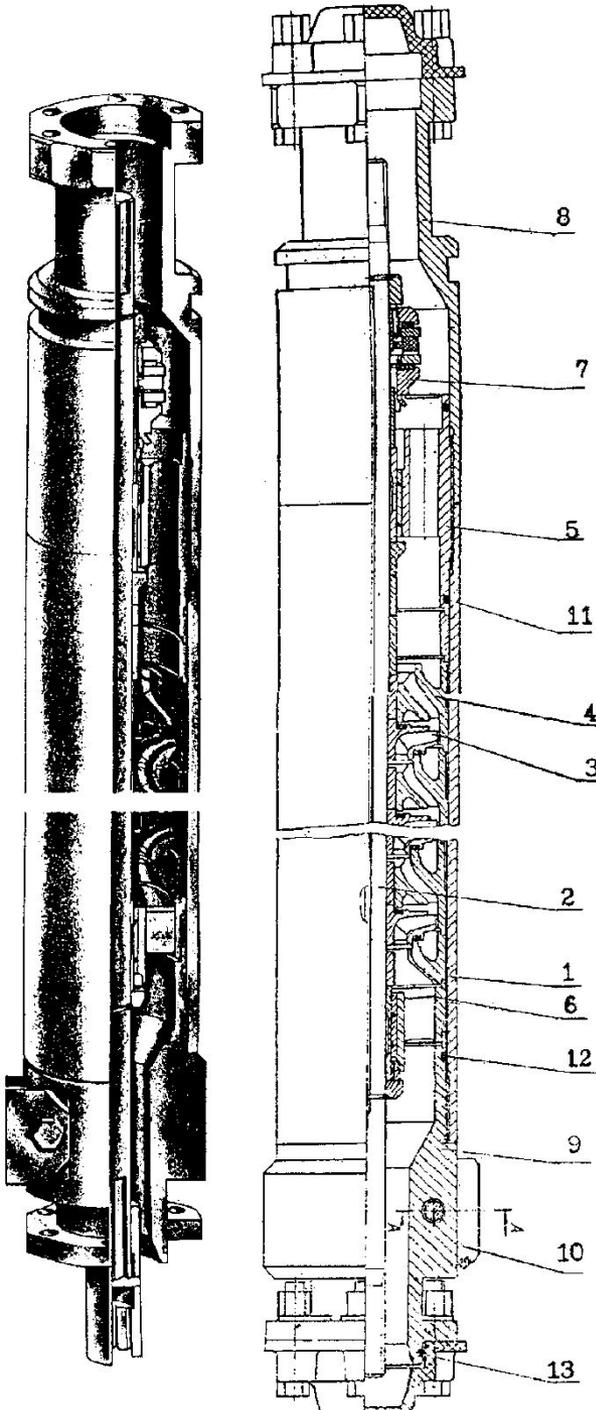
Qзак - 42244,2 тыс. м³

## Установка погружного центробежного насоса:

- 1 – оборудование устья скважин;
- 2 – пункт подключательный выносной;
- 3 – трансформаторная комплексная подстанция;
- 4 – клапан спускной;
- 5 – клапан обратный;
- 6 – модуль-головка;
- 7 – кабель;
- 8 – модуль-секция;
- 9 – модуль насосный газосепараторный;
- 10 – модуль исходный;
- 11 – протектор;
- 12 – электродвигатель;
- 13 – система термоманометрическая



## Модуль-секция насос:



1 – корпус;

2 – вал;

3- колесо рабочее;

4 - аппарат направляющий;

5 - подшипник верхний;

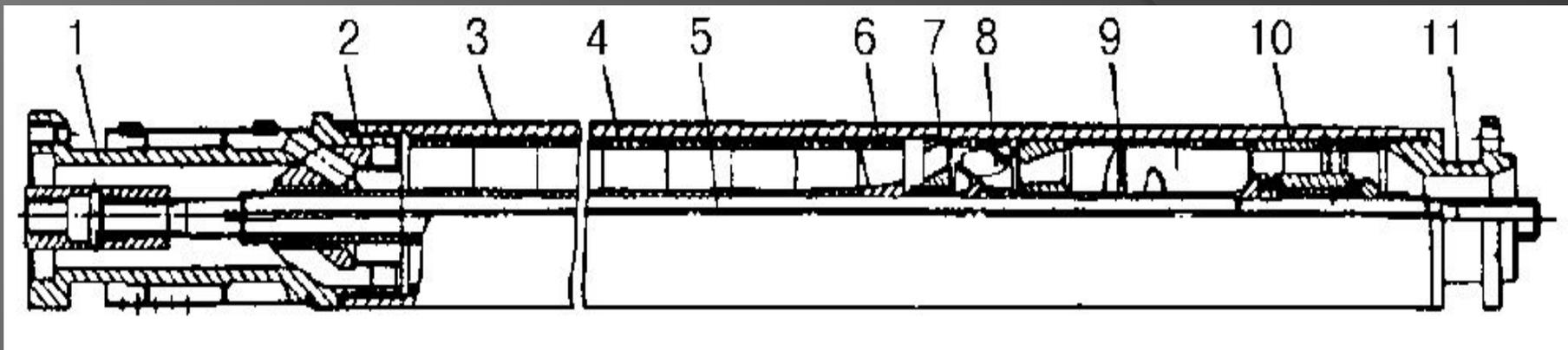
6 - подшипник нижний;

7 - опора осевая верхняя;

8 - головка; 9 – основание;

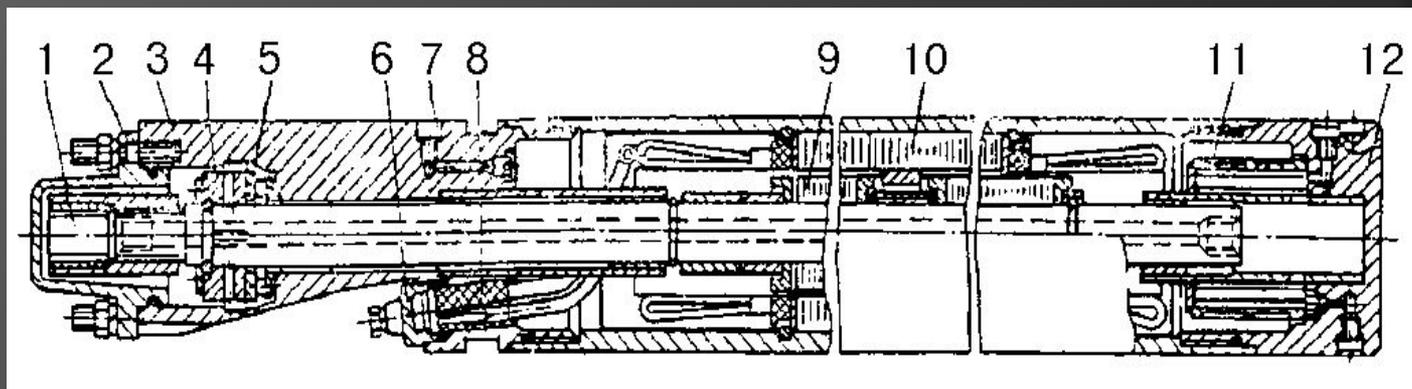
10 – ребро;

11, 12, 13 - кольца резиновые



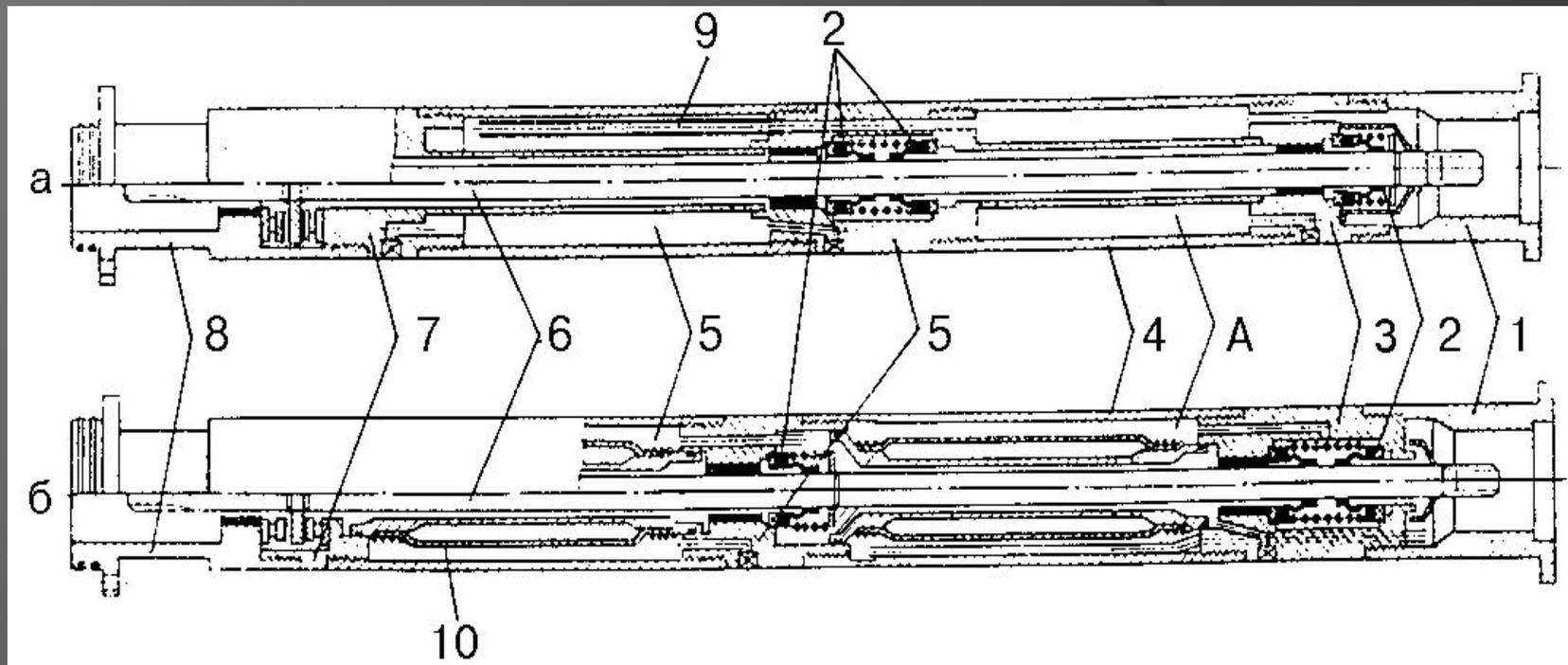
## Газосепаратор:

1 – головка; 2 – переводник; 3 – сепаратор; 4 – корпус; 5 – вал; 6 – решетка; 7 - направляющий аппарат; 8 – рабочее колесо; 9 – шнек; 10 – подшипник; 11 - основание



## Электродвигатель серии ПЭДУ:

1 – соединительная муфта; 2 – крышка; 3 – головка; 4 – пятка; 5 – подпятник; 6 - крышка кабельного ввода; 7 – пробка; 8 – колодка кабельного ввода; 9 – ротор; 10 – статор; 11 – фильтр; 12 – основание



## Гидрозащита:

*а* – открытого типа; *б* – закрытого типа

*А* – верхняя камера; *Б* – нижняя камера;

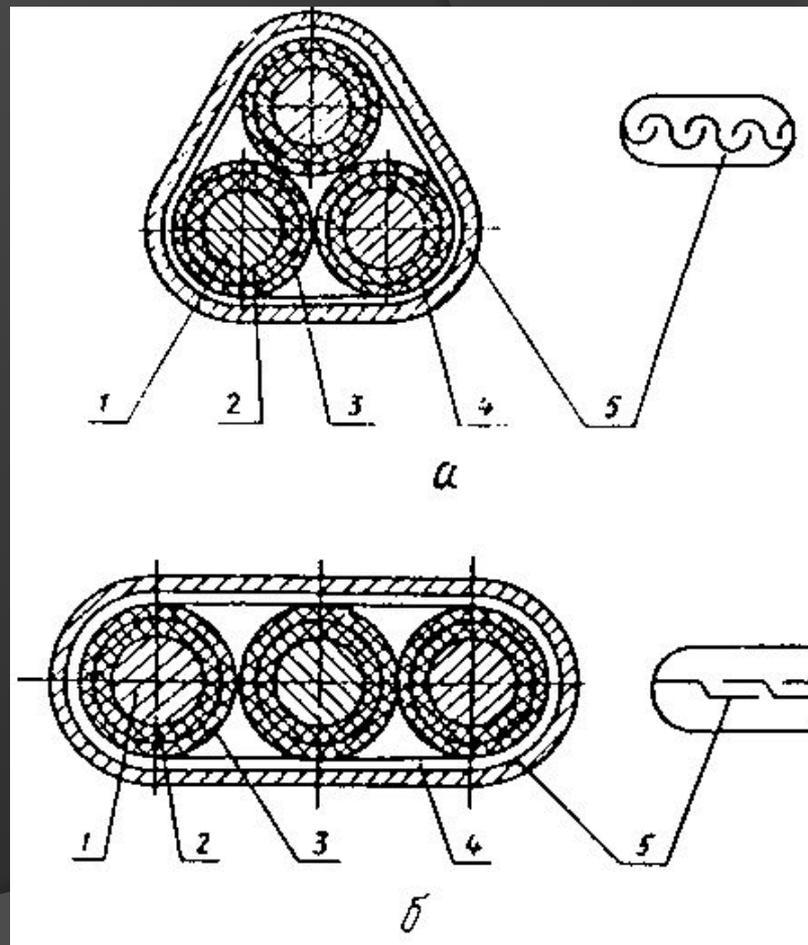
1 – головка; 2 – торцевое уплотнение; 3 – верхний ниппель; 4 – корпус; 5 – средний ниппель; 6 – вал; 7 – нижний ниппель; 8 – основание; 9 – соединительная трубка; 10 – диафрагма

# Система термоманометрическая ТМС – 3:

предназначена для автоматического контроля за работой погружного центробежного насоса и его защиты от аномальных режимов работы (при пониженном давлении на приеме насоса и повышенной температуре погружного электродвигателя) в процессе эксплуатации скважин.

## Кабели:

а – круглый; б – плоский; 1 – жила; 2 – изоляция; 3 – оболочка; 4 – подушка; 5 – броня



## Комплектные устройства типа ШГС5805

обеспечивают включение и выключение погружных двигателей, дистанционное управление с диспетчерского пункта и программное управление, работу в ручном и автоматическом режимах, отключение при перегрузке и отклонении напряжения питающей сети выше 10% или ниже 15% от номинального, контроль тока и напряжения, а также наружную световую сигнализацию об аварийном отключении (в том числе со встроенной термометрической системой).

## Комплексная трансформаторная подстанция погружных насосов

- КТППН предназначена для питания электроэнергией и защиты электродвигателей погружных насосов из одиночных скважин мощностью 16÷125 кВт включительно

- КТППНКС предназначена для электроснабжения, управления и защиты четырех центробежных электронасосов с электродвигателями 16÷125 кВт для добычи нефти в кустах скважин, питания до четырех электродвигателей станков-качалок и передвижных токоприемников при выполнении ремонтных работ. КТППНКС рассчитана на применение в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири.

## Распределение действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по типоразмерам спущенного оборудования

По ка за те ль	Типоразмер насоса															Все го
	Э-25	Э-30	Э-35	Э-40	Э-50	Э-60	Э-79	Э-80	Э-125	Э-160	Э-200	Э-250	Э-400	Э-700	ТДК-1 80-3000	
п	34	11	1	3	15	9	1	11	14	5	7	6	6	1	11	135
%	25,4	8,0	0,3	1,7	11,1	6,6	0,3	8,7	10,8	3,8	4,9	4,5	4,5	0,3	8,7	100

Причина ремонта	Количество ремонтов	
	шт.	%
Снижение динамического уровня (из-за снижения Рпл. и Кпр.)	11	32,5
Засорение насоса мехпримесями	7	20,6
Коррозия оборудования	4	11,8
Солеотложения (новые скважины)	2	5,9
Мехповреждения кабеля	3	8,9
Некачественный вывод на режим	1	2,9
Некачественная подготовка скважины	1	2,9
Снижение изоляции ПЭД	1	2,9
Гидратопарафиноотложения	1	2,9
Аварии	1	2,9
Бесконтрольная эксплуатация скважины	1	2,9
Необоснованный подъем	1	2,9
Итого	34	100

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений проводится согласно федеральному закону о промышленной безопасности ФЗ-116.

# Выводы:

1. В настоящее время основной способ добычи нефти в мире – насосный при помощи установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) и штанговых скважинных насосов (ШСН);
2. При помощи УЭЦН в России добывается 27,4 % продукции нефтяных месторождений;
3. Область применения УЭЦН - это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом  $10 \div 1300 \text{ м}^3/\text{сут}$  и высотой подъема  $500 \div 2000 \text{ м}$ .
4. Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам: жидкость с содержанием механических примесей не более 0,5 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 25%; сероводорода не более 1,25 г/л; воды не более 99%; водородный показатель (рН) пластовой воды в пределах  $6 \div 8,5$ . Температура в зоне размещения электродвигателя не более  $+90^\circ\text{C}$  (специального теплостойкого исполнения до  $+140^\circ\text{C}$ ).
5. На Средне-Итурском месторождении с помощью установок ЭЦН добывают 100 % продукции;
6. Выбор типоразмера ЭЦН зависит от динамического уровня, подачи и состава выкачиваемой продукции;
7. Основными причинами выхода из строя ЭЦН являются снижение динамического уровня из-за снижения пластового давления (в основном) и вынос мех. примесей. Разработка мероприятий по поддержанию пластового давления и их реализация позволят снизить количество ремонтов, связанных со снижением динамического уровня;
8. Необходимо разработать методы для уменьшения выхода мех примесей при добычи продукции и уменьшения коррозии насосных труб.