

**Автономная некоммерческая организация
дополнительного профессионального образования
«Учебно-производственный центр»**

УТВЕРЖДЕНО:

Директор АНО ДПО «УПЦ»

_____ Р.В.Рогачев

«__» _____ 2019г.

Дополнительная профессиональная программа

Программа повышения квалификации

«Эксплуатация установок электроцентробежного насоса»

«Рассмотрено» на заседании

Учебно-методического совета

АНО ДПО «УПЦ»

Протокол № _____

От «__» _____ 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Цель программы:

Изучение современных технологий и техники при эксплуатации скважин, с включением анализа опыта работы, как отечественных, так и зарубежных компаний. Программа дает слушателям материал (анализ), содержащий новейшие, наиболее перспективные решения актуальных проблем в эксплуатации штанговых глубинных насосов. Позволяет изучить современное оборудование для эксплуатации штанговых глубинных насосов, методы рациональной эксплуатации и технического обслуживания оборудования. Возможность проведения слушателем анализа, проработки материалов позволяет выявлять недостатки находить инновационные пути решения в поставленных задачах с последующим предоставлением рекомендаций при эксплуатации штанговых глубинных насосов.

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса. Включает в себя: центробежный насос с входным модулем или газосепаратором (диспергатором), протектор с компенсатором или без него, ПЭД, погружной кабель, обратный клапан, сливной клапан; наземное оборудование.

3. КОМПЛЕКТАЦИЯ УЭЦН.

3.1. УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ УЭЦН

У Х ЭЦН М Х1 Х2 - Q - Н Г

Буквы и цифры в обозначении установки означают:

У - порядковый номер исполнения насоса: по ТУ 3665-029-002204400-97-цифра 2, в остальных установках не ставится

Э - привод от погружного электродвигателя, Ц - центробежный, Н - насос

М - модульный

Х1 - буквы К, Т, и КТ обозначают соответственно коррозионно-стойкое, теплостойкое или коррозионно-теплостойкое исполнение насоса

Х2 - 4, 5, 5А, 6 - группа габаритных размеров установки

Где - гр.4 установка для скважин с внутренним диаметром колонны обсадных труб (эксплуатационной колонны) не менее 112 мм.

гр.5 установка для скважин с внутренним диаметром колонны обсадных труб (эксплуатационной колонны) не менее 121,7 мм.

гр.5А диаметром эксплуатационной колонны не менее 130мм

гр.6 диаметром эксплуатационной колонны не менее 144,3

цифры после тире - Q-номинальная подача в куб/сутки

далее после тире - Н-напор в метрах

Г - по ТУ 3665-029-002204400-97 при наличии газосепаратора ставится буква Г, по другим техническим условиям - не ставится

Например: УЭЦНМК5А-250-1000 Г

- коррозионностойкого исполнения
- группа насоса 5А

Насос состоит из:

- входного модуля
- модуля секции (их может быть несколько)
- модуля - головки (служит для соединения насоса с НКТ)
- обратного и спускного клапанов или комбинированного клапана
- модуль - газосепаратор (подсоединяется при содержании свободного газа у сетки входного модуля от 25 до 55% по объему).

Обратный клапан служит для предотвращения насоса от обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках скважин и облегчения повторного запуска установки.

3.2.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, УКАЗАНИЯ ПО ОТБРАКОВКЕ ЭЦН.

Настоящие технические требования распространяются на ремонт насосов ЭЦН. Требования являются обязательными для всех предприятий нефтегазодобывающей отрасли, производящих ремонт и эксплуатирующих отремонтированные изделия.

- 1) Насос предназначен для откачки пластовой жидкости (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа).
- 2) Максимальная плотность жидкости - 1400 кг/м
- 3) Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - 1мм²/с
- 4) Водородный показатель попутной воды рН = 6,0 - 8,5
- 5) Максимальная массовая концентрация твердых частиц КВЧ = 0,1-1,0 г/л
- 6) Микротвердость частиц - 5-7 баллов по Моосу.
- 7) Максимальное содержание попутной воды - 99%.
- 8) Максимальное содержание попутного газа на приеме насоса определяется техническими характеристиками для различных насосов, определяемых заводами - изготовителями данного оборудования.
- 9) Максимальная массовая концентрация сероводорода - 0,01-1,25 г/л.

- 10) Температура откачиваемой жидкости -90-135°C.
- 11) Насос, сдаваемый в ремонт, должен быть очищен от загрязнений, все отверстия должны быть закрыты упаковочными крышками и пробками.
- 12) Детали и сборочные единицы, поступившие на дефектацию и ремонт, должны быть тщательно вымыты и очищены от коррозии.
- 13) Дефектация деталей и сборочных единиц должна производиться согласно утвержденной карте технических требований на дефектацию.
- 14) Промежуточные опоры, конструктивно предусмотренные заводом - изготовителем, при сборке после ремонта устанавливаются согласно заводской комплектации.
- 15) Извлеченные при разборе узлов детали ЭЦН, гидрозащиты, газосепаратора должен быть промыты в моющем растворе. Периодичность смены моющего раствора не реже одного раза за трое суток. Если толщина солеотложений превышает 0,1 мм, деталь бракуется. Для повторного применения деталей используются методы очистки - пескоструйная или химическая обработка. После всех видов очистки или обработки детали повторно дефектуются.
- 16) Рабочие органы, внутренние полости которых заполнены механическими примесями не удаляемыми при промывке, подлежат браковке. Для повторного применения деталей используются методы очистки - пескоструйная или химическая обработка. После всех видов очистки или обработки детали повторно дефектуются.
- 17) При одностороннем износе буртов рабочих колес детали бракуются.
- 18) При наличии механических повреждений (слом, скол) рабочие органы подлежат отбраковке.
- 19) При снижении высоты бурта направляющего аппарата до 1,6 мм (ЭЦН-30, 45,60, 80, 125), до 2 мм (ЭЦН-200), до 2,5 мм (ЭЦН-250, 400), направляющие аппараты подлежат браковке.
- 20) Втулки бракуются согласно техническим требованиям на дефектацию.
- 21) Внутренний диаметр ступицы направляющего аппарата (габарит 5):
до 21,3 мм - может быть использован для сборки с новой втулкой защитной вала;
до 22,0мм - подлежит реставрации расточкой до ремонтного размера $\varnothing 22^{+0,052}$ мм и может использоваться с втулкой ремонтного размера
до 22,3 мм - может быть использован для сборки с новой втулкой ремонтного размера.
- 22) Внутренний диаметр ступицы направляющего аппарата (габарит 5А): до 28,3 мм - может

быть использован для сборки с новой втулкой защитной вала.

23) Допускается замена марок материалов, указанных в конструкторской документации, марками, не ухудшающими качества изделия. Решение о замене принимается техническим советом и утверждается главным инженером ремонтного предприятия, при согласовании с Заказчиком.

24) При ремонте насосов допускается использовать оборотный фонд обезличенных деталей и сборочных единиц. Необходимо соблюдать соответствие типоразмера насоса до и после ремонта.

25) Допускается выступание поверхности текстолитовых шайб над посадочными буртами на 0,5 мм.

26) Отремонтированный насос должен соответствовать требованиям конструкторской документации, ТУ39.01.214-76 «Насосы погружные центробежные для добычи нефти».

Учебно-тематический план

Цель – повышение квалификации

Категория слушателей – операторы по добыче нефти, инженеры.

Время подготовки - 72 часа

Режим занятий - 8 акад. часов в день

Форма обучения – очная, заочная

№ п/п	Наименование разделов, тем	Всего часов	В том числе		Форма контроля
			лекции	практ занятия	
1.	Геология нефти и газ	8	8	-	опрос
2.	Современные нефтегазовые технологии	8	8	-	
3.	Общие сведения, типы и маркировки оборудования УЭЦН	8	8	-	
4.	Наземное оборудование (АУ, СК и др.), принцип работы ГНО.	8	8	-	
5.	Подбор и расчет компоновки	8	8	-	
6.	Монтаж/ демонтаж ГНО (подгонка насоса), запуск и вывод на режим	8	8	-	
7.	Осложнения при эксплуатации	8	8	-	
8.	Методы оценки производительности скважины	8	8		
9.	Динамометрирование , расшифровка	8	8		

динамограмм				
Проверка знаний	2			
Всего	72	72		-

УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

Штанговые скважинные насосы (ШСН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости, обводненностью до 99 % , абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0.5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0.1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 0С.

ШСНУ включает:

- Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.

-Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность ШСНУ обстоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг.

Штанговая глубинная насосная установка (Рисунок 6) состоит из скважинного насоса 2 вставного или невставного типов, насосных штанг 4 насосно-компрессорных труб 3, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске 8, сальникового уплотнения 6, сальникового штока 7, станка-качалки 9, фундамента 10 и тройника 5. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра 1.

Недостатками штанговых насосов является ограниченность глубины их подвески

					<i>УП.130503.65.12.1.68</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

и малая подача нефти из скважин.

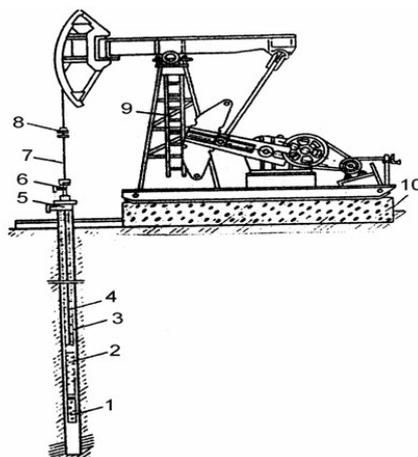


Рисунок 6. Схема установки штангового скважинного насоса

Штанговые скважинные насосы.

По способу крепления насосов к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и не вставные (НСН) скважинные насосы (Рисунок 7 и 8).

У не вставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Недостаток НСН — сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности. Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

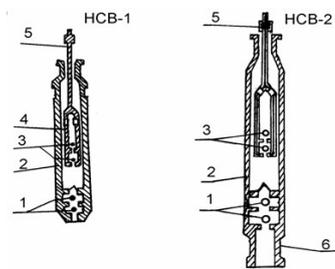


Рисунок 7 — Насосы скважинные вставные

1 — впускной клапан; 2 — цилиндр; 3 — нагнетательный клапан; 4 — плунжер; 5 — штанга; 6 — замок.

В НСН для извлечения цилиндра из скважины необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами, плунжером и НКТ). В этом коренное отличие между НСН и НСВ. При использовании вставных насосов в 2, 2.5 раза ускоряются спускоподъемные операции при ремонте скважин, и существенно облегчается труд рабо

чих. Однако производительность вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше производительности не вставного.

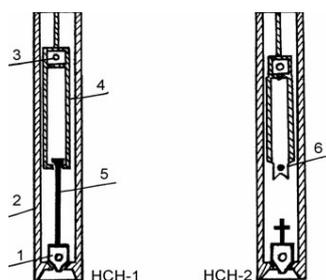


Рисунок 8. Невставные скважинные насосы

1 — всасывающий клапан; 2 — цилиндр; 3 — нагнетательный клапан; 4 — плунжер; 5 — захватный шток; 6 — ловитель

Насос НСВ спускается на штангах. Крепление (уплотнение посадками) происходит на замковой опоре, которая предварительно опускается на НКТ. Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять в скважинах с небольшим дебитом и при больших глубинах спуска.

Невставной (трубный) насос представляет собой цилиндр, присоединенный к НКТ и вместе с ними спускаемый в скважину, а плунжер спускают и поднимают на штангах. НСН целесообразны в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжер насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах (Рисунок 9). Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м — для нормальных условий эксплуатации. Штанги соединяются муфтами. Начали выпускать насосные штанги из стеклопластика, отличающиеся большей коррозионной стойкостью и позволяющие снизить энергопотребление до 20 %.

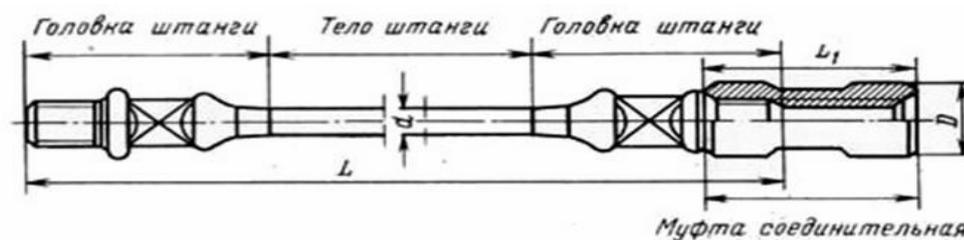


Рисунок 9 насосная штанга и соединительная муфта

Устьевое оборудование насосных скважин предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ (Рисунок 10).

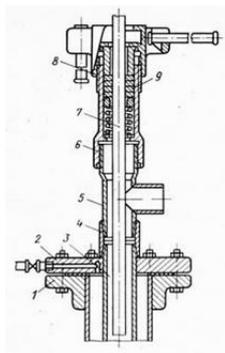


Рисунок 10. Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки

1 — колонный фланец; 2 — планшайба; 3 — НКТ; 4 — опорная муфта; 5 — тройник; 6 — корпус сальника; 7 — полированный шток; 8 — головка сальника; 9 — сальниковая набивка

Устьевое оборудование типа ОУ включает устьевой сальник, тройник, крестовину, запорные краны и обратные клапаны.

Устьевой сальник герметизирует выход устьевого штока с помощью сальниковой головки и обеспечивает отвод продукции через тройник.

Тройник

ввинчивается в муфту НКТ.

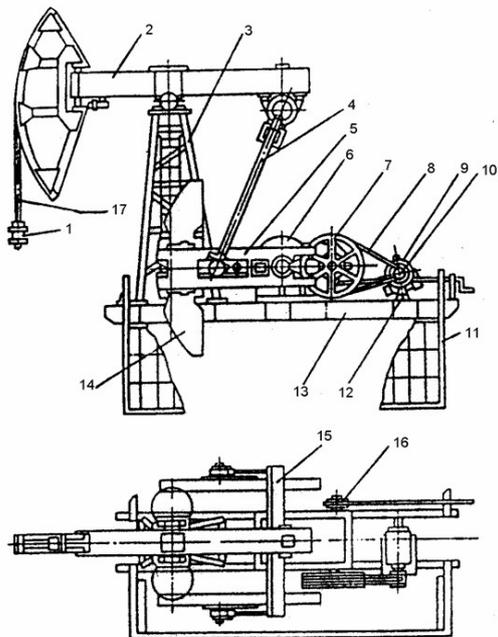


Рисунок 11. Станок-качалка типа СКД

1 — подвеска устьевого штока; 2 — балансир с опорой; 3 — стойка; 4 — шатун; 5 — кривошип; 6 — редуктор; 7 — ведомый шкив; 8 — ремень; 9 — электродвигатель; 10 — ведущий шкив; 11 — ограждение; 12 — поворотная плита; 13 — рама; 14 —противовес; 15 — траверса; 16 — тормоз; 17 — канатная подвеска

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Основные узлы станка-качалки — рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноповешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т.е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках.

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска 17. Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса или выход плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока) регулируют путем изменения места сочленения кривошипа с шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

За один двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравнивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т.д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии. Выпускают СК с грузоподъемностью на головке от 2 до 20 т.

3.3 Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами

При разработке нефтяных месторождений после фонтанного этапа эксплуатации скважин наступает этап механизированной добычи нефти, осуществляемой различными типами насосов. Распределение фонда скважин по способам эксплуатации зависит от применяемой технологии разработки месторождений, дебита скважин и физико-химических свойств добываемой жидкости.

На месторождениях ОАО «Татнефть» при дебитах по жидкости более 30 м³/сут нефтедобывающие скважины преимущественно эксплуатируются УЭЦН.

-Показатели назначения по перекачиваемой УЭЦН среде:

1) Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без снижения напора и КПД, м²/с = 10⁻⁶

2) Водородный показатель попутной воды, РН= 6,0 — 8,5

3) Микротвердость частиц по Моссу (баллов), не более 5

4) Максимальное содержание попутной воды, % = 99

5) Максимальная плотность жидкости, кг/м³ = 1400

6) Максимальная концентрация твердых частиц для насосов, г/л
обычного

исполнения = 0,1

рабочими ступенями двухопорной конструкции = 0,5

7) Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса (по
объёму), % = 6

8) Максимальная концентрация сероводорода для насосов, (г/л)
обычного исполнения = 0,01

коррозионно-стойкого исполнения = 1,25

9) Максимальная температура, °С = 90

10) Гидростатическое давление в месте подвески погружной
установки должно быть не более 25 МПа.

11) Максимальный темп набора кривизны ствола скважины — 2° на
10 м, а в зоне работы установки — 3 минуты на 10 м, отклонение от
вертикали, как правило, (если иное не предусмотрено заводом
изготовителем) — не более 40°.

					УП.130503.65.12.1.59	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

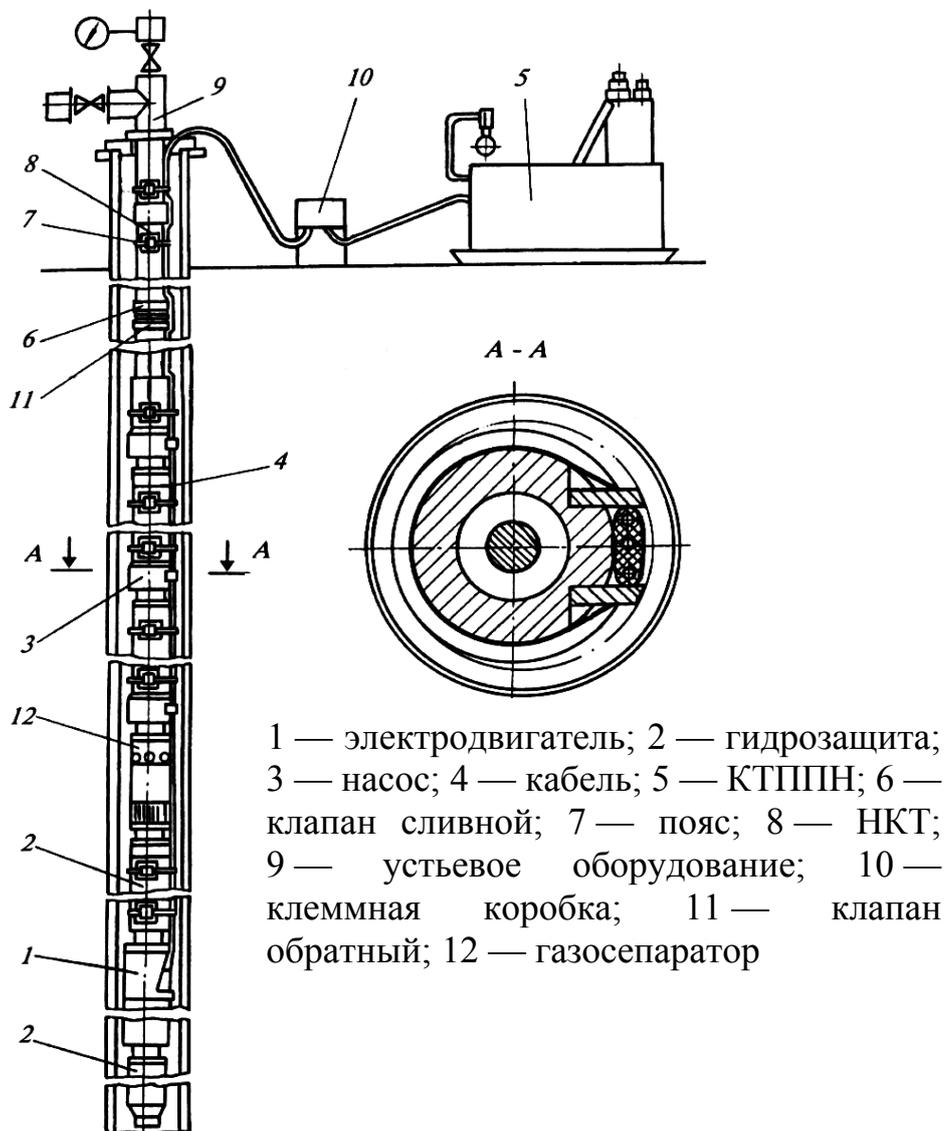


Рис. 2 Установка электропогружного центробежного насоса

Принята следующая структура условного обозначения УЭЦН.

Пример условного обозначения установки при заказе, переписке и в технической документации — УЭЦНМ5-125-1200, где:

У — установка, Э — привод от погружного двигателя

Ц — центробежный, Н — насос, М — модульный, 5 — группа насоса

125 — подача (м³/сут), 1200 — напор (м).

Эксплуатация установок должна осуществляться в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации.

Монтаж установки и перемотку кабеля допускается производить при температуре окружающего воздуха не ниже минус 40°С.

Возможно изменение напора установки путём изменения количества или номера модуль-секций.

Запрещается использовать УЭЦН для освоения скважин после бурения и КРС. Все работы, связанные с эксплуатацией установок (транспортировка, хранение, монтаж и демонтаж на устье скважины, проведение спускоподъемных операций, техническое обслуживание и ремонт наземного электрооборудования и т. д.) должны выполняться в соответствии с требованиями правил безопасного ведения работ, изложенными в соответствующих документах.

Для эксплуатации нефтедобывающих скважин в ОАО «Татнефть» применяется в основном следующий ряд установок по производительности:

30 м³/сут, 60 м³/сут, 80 м³/сут, 125 м³/сут, 160 м³/сут, 200 м³/сут, 250 м³/сут и 400 м³/сут.

Таблица 3 Параметры установок типа УЭЦНМ

					УП.130503.65.12.1.59	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
					УП.130503.65.12.1.59	23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обозначение установок	Показатели			
	Производительность, м ³ /сут	Напор, м	Мощность, кВт	Максимальная плотность перекачиваемой жидкости, кг/м ³
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 3

являются радиальными опорами вала, а верхняя осевая опора воспринимает нагрузки, действующие вдоль оси вала (или осевые нагрузки).

Соединения составных частей УЭЦН герметизируются резиновыми кольцами.

Входной модуль (рис. 4) состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, закрытыми сеткой для предотвращения попадания в полость насоса мусора. В подшипниках основания вращается вал, который при помощи шлицевых муфт соединяется с валом гидрозащиты электродвигателя.

Модуль головка (рис. 5) состоит из корпуса 1, с одной стороны которого выполнена внутренняя коническая резьба для соединения с колонной НКТ, с другой — фланец для соединения с модуль-секцией.

Обратный клапан (рис. 6) предназначен для предотвращения обратного вращения установки под воздействием столба жидкости при остановках и облегчения запуска установки. Кроме того, он используется для опрессовки НКТ после спуска установки в скважину. Обратный клапан состоит из корпуса, с одной стороны которого выполнена внутренняя, с другой — наружная конические резьбы для подсоединения к колонне НКТ. Внутри корпуса размещается обрезиненное седло 2, на которое опирается тарельчатый запорный орган 3, имеющий возможность осевого перемещения в направляющей втулке 4. Под воздействием потока перекачиваемой жидкости клапан открывается, при остановке насоса — закрывается.

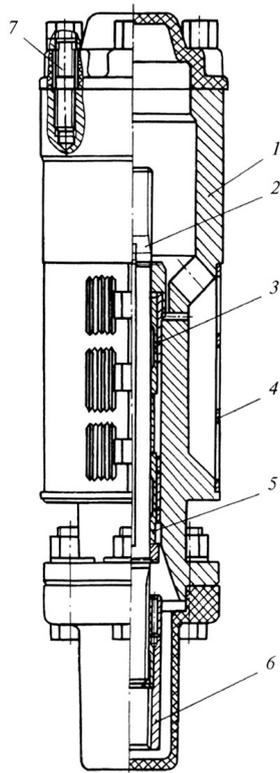


Рис. 4 Входной модуль

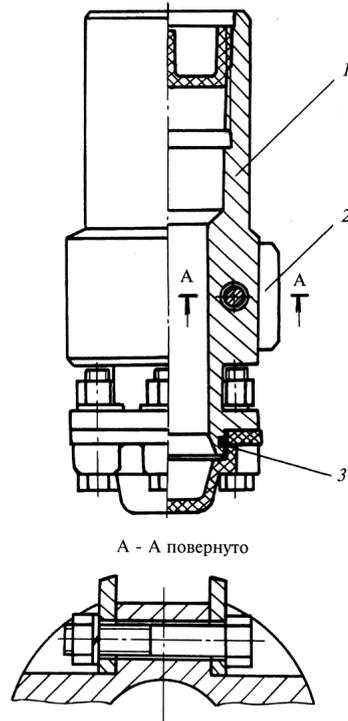


Рис 5 Модуль-головка

Обратный клапан устанавливается на первой над насосом трубе колонны НКТ, комплектация им электропогружных установок является обязательной. Сливной клапан

(рис. 6) предназначен для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насоса из скважины и устанавливается на второй или третьей трубе колонны НКТ выше

обратного клапана для того, чтобы, при необходимости, имелась возможность установки между ними шламоуловителя.

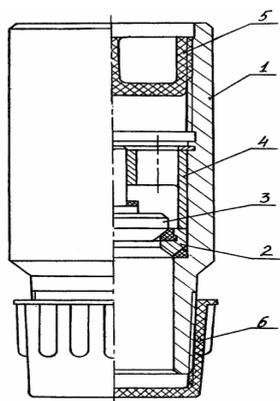


Рис. 5 - Обратный клапан

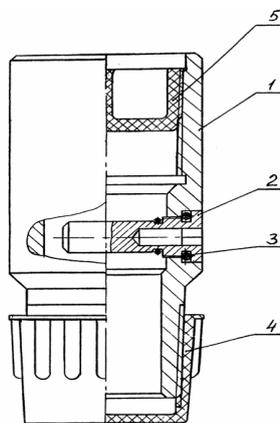


Рис. 6 - Сливной клапан

Сливной клапан состоит из корпуса 1, имеющего аналогичные с обратным клапаном резьбы. В корпус вворачивается штуцер 2, который уплотнён резиновым кольцом 3.

Перед подъёмом насоса из скважины штуцер сбивается специальным инструментом, сбрасываемым в НКТ. Жидкость через отверстие в штуцере вытекает из НКТ в затрубное пространство.

1. Геология нефти и газ.

Основные понятия о строении и составе земной коры. Складкообразование и типы складок. Основные физико-механические свойства горных пород, влияющие на процесс их разрушения при строительстве скважин. Образование нефти и нефтяной залежи. Поиски, разведка и разработка месторождений.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2. Современные нефтегазовые технологии.

Понятие о буровой скважине, классификация и назначение скважин.

Технологическая схема бурения скважин вращательным способом. Цикл строительства скважин. Баланс календарного времени и понятие о скорости бурения. Буровые установки глубокого бурения. Буровые вышки и оборудование для спуска и подъема бурильной колонны.

Оборудование и инструмент для бурения скважин. Подготовительные работы к бурению скважины.

3. Общие сведения, типы и маркировки оборудования ШГН, УЭЦН

Характеристика схемы штанговой насосной установки (ШНУ), ее элементы и назначение. Узлы ШНУ: станок-качалка, штанговые скважинные насосы, насосная штанга.

4. Наземное оборудование (АУ, СК и др.), принцип работы ГНО.

Обзор современных технологий добычи нефти. Глубинно-насосный способ добычи нефти. Обзор современных технологий добычи нефти, в том числе установок штанговых глубинных насосов. Конструктивные особенности и принцип действия установки штанговых глубинных насосов. Эффективность применения установок штанговых глубинных насосов.

5. Подбор и расчет компоновки ШГН, УЭЦН

Расчет и подбор оборудования. Характеристика работы насосных штанг.

Расчет производительности и прочности колонны штанг, определение коэффициента подачи штанговыми насосными установками. Определение длины хода плунжера штангового насоса по статической теории и максимальной нагрузки на головку балансира станка–качалки.

6. Монтаж/ демонтаж ГНО (подгонка насоса), запуск и вывод на режим

Монтаж наземного оборудования. Подключение наземной кабельной линии. Подготовка скважины к выводу на режим (номинальный ток, ток холостого хода, номинальное напряжение, глубину спуска насосной установки. Диаметр НКТ, диаметр эксплуатационной колонны. Вывод скважины на режим. Время появления подачи расчёт. Минимально допустимая производительность насосов.

7. Осложнения при эксплуатации

Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками
Смена ЭЦН. Подготовка к спуску и спуск ЭЦН. Способы ликвидации песчаных пробок в скважинах. Меры по предотвращению осложнений при промывке скважин от песчаных пробок.

8. Динамометрирование , расшифровка динамограмм

Динамограмма работы штангового глубинного насоса. Технические средства, применяемые для получения динамограмм. Назначение и принцип действия динамографа. Определение параметров работы глубиннонасосной установки по динамограмме.

ПАРАМЕТРЫ КОНТРОЛЯ ПРИ РЕМОНТЕ ЭЦН.

	Контролируемые параметры, детали	Требования
1	Вращение вала	От руки свободное, момент сопротивления не более 0,6 кг/м
2	Вылет вала	Верхняя часть 46 ^{+4,5} ₋₅ мм; Нижняя часть 23 ^{+3,0} _{-2,8} мм.
3	Шлицевая часть вала	Шлицы параллельные без заусенец
4	Заход шлицевой муфты на вал	Свободный без заеданий в любом положении
5	Зазор в узле пяты	Величина зазора 0,5 - 1 мм
6	Наличие меток краской на корпусе	Метка краской на секции ЭЦН на стороне, противоположной защитным ребрам
7	Корпус	Не допускаются трещины, прогары любого характера и расположения, изогнутость, забитость и смятие резьбы, износ более 3-х ниток резьбы, коррозия глубиной более 1 мм
8	Головка верхняя и нижняя	Трещины, прогары любого характера и расположения, изогнутость, забитость и смятие резьбы, износ более 3-х ниток резьбы, коррозия глубиной более 1 мм; Отверстие под крепеж не должны иметь отклонения от круглости и наплывы металла
9	Вал	Уменьшение диаметра более 0,2 мм; односторонний износ поверхности (некруглость) более 0,2 мм; изменение формы поверхностей, образующих канавки для колец опорных вала
10	Шпонка	Трещины любого характера и расположения, вырывы, задиры, вмятины

11	Колесо рабочее, аппарат направляющий, втулка защитная вала	Согласно картам технических требований на дефектовку
12	Стендовые испытания	Согласно требованиям технологического процесса

3.2.3. РЕВИЗИЯ, ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ЭЦН.

Ревизия и входной контроль - это комплекс организационно - технических мероприятий, направленных на проверку качества поступающего нового оборудования, проведенного ремонта погружного оборудования на соответствие требованиям ТУ, РД, технологических процессов. Работы по ремонту, ревизии и входному контролю осуществляет ЦЭПУ, самостоятельно с фиксированием результатов контроля в соответствующих журналах.

Секции насосов, предназначенные для монтажа на скважины должны быть протестированы на стендах с фиксированием основных рабочих характеристик. Протоколы испытаний вкладываются в паспорт УЭЦН.

ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ.

Двигатели предназначены для привода погружных центробежных насосов УЭЦН («АЛНАС»), ЭЦН («БОРЕЦ»), ЭЦН («АЛМАЗ»), для работы в среде пластовой жидкости (смеси нефти и воды в любой пропорции) с температурой не более 110°C (обычного исполнения) и не более 135 °С (теплостойкого исполнения), содержащей:

- механические примеси (с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса) - не более 0,5г/л
- содержание сероводорода - для нормального исполнения - не более 0,01г/л; для коррозионного исполнения - не более 1,25г/л

- свободный газ по (объему) - не более 55%

- гидростатическое давление в зоне эл. двигателя - не более 25 (250) МПа (кг/см²)

Двигатель трехфазный, двухполюсный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный предназначен для продолжительного режима работы от сети переменного тока частотой 50 Гц состоит из двух сборочных единиц - электродвигателя и гидрозащиты. Питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 вольт в зависимости от типоразмера ПЭД.

Х ПЭД Х1 Х2 ХХХ Х3 Х4 Х5 В5 где:

Х - номер модификации (может отсутствовать)

ПЭД - погружной электродвигатель, ПЭДУ - унифицированный

Х1 - конструктивное исполнение (отсутствие буквы - несекционный, С - секционный)

Х2 - исполнение стойкости к коррозии (отсутствие буквы – нормальное, К – коррозионно-стойкое)

ХХХ - мощность, кВт

Х3 - диаметр корпуса, (96,103,117,123,130) мм

Х4 - шифр модификации гидрозащиты

Х5 - шифр модернизации гидрозащиты (может отсутствовать)

В5 - климатическое исполнение и категория размещения

Гидрозащита типа Г (МГ51) и П (2ПБ92) и т.д. предназначена для защиты погружных маслозаполненных электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при работе электродвигателя и его остановках.

Двигатели фирмы REDA, CENTRILIFT рассчитаны на работу в скважинах с температурой откачиваемой жидкости до 200°C, конструктивная схема идентична отечественным электродвигателям и гидрозащитам.

3.3.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, УКАЗАНИЯ ПО ОТБРАКОВКЕ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПЭД

Настоящие технические требования распространяются на текущий ремонт (ремонт) погружных электродвигателей ПЭД. Требования являются обязательными для всех предприятий нефтегазодобывающей отрасли, производящих ремонт и эксплуатирующих отремонтированные изделия.

1) Двигатель, сдаваемый в ремонт, должен быть очищен от грязи, все отверстия должны быть закрыты упаковочными крышками и пробками.

2) Детали и сборочные единицы, поступившие на дефектацию и ремонт, должны быть

тщательно вымыты и очищены от коррозии.

3) Дефектация деталей и сборочных единиц должна производиться согласно утвержденной в установленном порядке карте технических требований на дефектацию.

4) Допускается замена марок материалов, указанных в конструкторской документации, марками, не ухудшающими качества изделия. При ремонте двигателей допускается использовать оборотный фонд обезличенных деталей и сборочных единиц. Отремонтированный двигатель должен соответствовать требованиям конструкторской документации и ТУ.

5) Ремонту не подлежат ПЭД, имеющие:

- Корпус со сквозными прогарам, вмятинами, нарушающими геометрию внутренней поверхности;
- срыв резьбы на корпусных деталях более 3-х ниток;
- увеличение размера посадочных поверхностей, риски, задиры;
- раковины глубиной свыше 2 мм и площадью более 1 см² на наружной поверхности;
- смятые шлицы вала, механические повреждения шпоночных и кольцевых канавок.

6) Сопротивление изоляции обмотки статора относительно корпуса должно быть не менее 200 мОм при температуре 10-30 °С, и не менее 15 мОм при температуре 115-130 °С.

7) Двигатели должны быть заполнены трансформаторным маслом селективной очистки ГОСТ 101121-76 с напряжением электропробоя не менее 30 кВ. Допускается применение других марок масел со свойствами не хуже свойств данного масла.

8) Электродвигатели должны быть герметичны при давлении 10 кгс/см² в течение 5 минут. В местах соединения корпусных деталей и сборочных единиц течь масла не допускается.

9) Масло, слитое непосредственно после обкатки двигателя на стенде, должно иметь напряжение электропробоя не менее 20 кВ - для отремонтированных ПЭД, не менее 30 кВ - для новых ПЭД.

10) Величина допуска радиального биения, шлицевого конца вала относительно оси вращения -0,16мм.

11) Детали электродвигателя подвергаются проверке и браковке согласно техническим требованиям на дефектацию.

12) Шлицевая муфта должна легко надеваться на вал в любом положении.

13) Корпуса подшипников, имеющие на поверхности трения высокотемпературные окислы отбраковываются.

14) В случае прихвата втулки подшипника или сердечника ротора к валу, допускается вырубка втулки для последующей выпрессовки подшипника.

15) Ротор должен укладываться на опоры, равномерно расположенные по всей длине в одной горизонтальной плоскости, количество опор из расчета - не более чем через каждые пять пакетов.

Испытание ПЭД

Тип ПЭД	I _н , А	U _н , В	Ток утечки при испытании, мкА	Напряжение при высоковольтном испытании, В
32*117	27,5	950	< 1	U _н *4
45*117	27,3	1350		
63*117	29	1800		
70*117	35	1650		
90*117	37,3	2000		
125*117	49	2100		
140*117	57	2000		

3.3.2. ПАРАМЕТРЫ КОНТРОЛЯ ПРИ РЕМОНТЕ ПЭД

1	Вращение вала	От руки, свободное, момент не более 0,8 кг
2	Вылет вала	18±1,2 мм
3	Шлицевая часть вала	Шлицы параллельные без заусенцев
4	Сопротивление изоляции	Не менее 1000 мОм
5	Фазировка	Согласно требованиям технологического процесса

6	Заглубление колодки токоввода	$1^{+0,8}_{-0,5}$ мм
7	Корпус	Трещины, прогары любого характера и расположения, изогнутость, забитость и смятие резьбы, износ более 3-х ниток резьбы, коррозия глубиной более 1мм
8	Раковины и вмятины на корпусе	Не более 2 мм глубиной и площадью 1 см ²
9	Диэлектрическая прочность масла	Не менее 20 кВ
10	Герметичность внутренней полости	Согласно требованиям технологического процесса
11	Чистота масла	Отсутствие механических примесей
12	Наконечники	Диаметр $5,5_{-0,1}$ мм
13	Пакеты ротора	Не допускаются: расслоение пластин, следы перегрева пластин ротора, риски и задиры на рабочих плоскостях, смятие и срыв резьбы под узлом пяты
14	Узел пяты	Не допускаются: трещины любого характера и расположения, коррозия, риски и задиры на посадочных поверхностях под вал и шпонку.
15	Выводные концы	Отсутствие механических повреждений
16	Колодка токоввода	Сколы и трещины не допускаются
17	Кольца резиновые уплотнительные	Перекрыты и срезы не допускаются
18	Стендовые испытания	Согласно требованиям технологического процесса

3.3.3. РЕВИЗИЯ ПЭД

Ежедневно, в начале смены, производить испытание диэлектрической прочности пробы масла. Напряжение пробы масла должно быть не ниже 30 кВ.

№ п/п	Наименование узла	Наименование и содержание операции
1	Электродвигатель	Произнести маркировку корпуса ПЭД краской в соответствии с принадлежностью узла.
2		Произвести внешний осмотр ПЭД. На поверхности корпуса, головок не должно быть трещин, сколов, вмятин, глубоких рисок, царапин. Данные внешнего осмотра занести в журнал.
3		Слить в чистую прозрачную емкость 0,5 л масла и испытать на электрическую прочность. Проверить диэлектрическую прочность масла. Напряжение пробы масла должно быть не ниже 20 кВ.
4		Промерить наличие муфты и наличие перегородок в муфте. Проверить наличие винта в верхнем торце вала ротора. Проверить затяжку шпилек.
5		Произвести внешний осмотр шлицев. На шлицах не должно быть сколов и других механических повреждений.
6		Проверить вылет вала относительно торца головки. Вылет вала должен быть равен $18^{+0,6}_{-1,5}$ мм.

7		Проверить сочленение шлицев вала и муфты. Муфта должна легко надеваться на вал в любом положении.
8	Проверка фазировки ПЭД	Проверить фазировку электродвигателя.
9		Проверить радиальное биение шлицевого конца вала относительно присоединительной поверхности. Допуск радиального биения - 0,16 мм
10		Проверить вращение вала ротора. Вращение должно быть без заеданий от руки.
11		Снять крышку токоввода. Замерить сопротивление изоляции обмотки статора относительно корпус. При температуре от +17° до +23°С оно должно быть не менее 200 мОм

3.4. ПОГРУЖНОЙ КАБЕЛЬ

Кабельная линия предназначена для подачи электрического напряжения переменного тока к погружному электродвигателю установки.

Кабельная линия состоит из основного питающего кабеля (плоского) и соединенного с ним плоского кабеля - удлинителя с муфтой кабельного ввода.

Соединение основного кабеля с кабелем - удлинителем обеспечивается неразъемной соединительной муфтой (сросткой). С помощью сростки могут быть соединены также участки основного кабеля для получения требуемой длины.

Кабельный удлинитель имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Муфта кабельного ввода обеспечивает герметичное присоединение кабельной линии к погружному электродвигателю.

Кабельная линия в состоянии транспортирования и хранения располагается на специальном барабане, используемом также при спусках и подъемах установок на скважинах, профилактических и ремонтных работах с кабельной линией.

Структура условного обозначения кабельных линий:

К X – XX – XXXX – У X1 – X2 / X3 где

- К – кабельная линия
- X – конструкция основного кабеля: плоский – П, круглый – К
- XX – сечение жил основного кабеля, мм² (10, 16, 25, 35, 50)
- XXXX – длина основного кабеля, м
- У – удлинитель
- X1 – условное обозначение марки кабеля – удлинителя
- X2 – длина удлинителя, м
- X3 – сечение жил удлинителя, мм² (6,10,16,25,35)

Пример обозначения основного кабеля:

КПБП - 3x16 - 1850 где:

- кабель полиэтиленовый бронированный, плоский. Цифры обозначают количество и сечение медных жил, длину. Длина кабельной линии подбирается из расчета глубины спуска, длины насоса, расстояния до клеммной коробки и необходимого запаса 5 метров.

3.4.1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ВХОДНОМ КОНТРОЛЕ ПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ

1	Фазировка и клеймо	Согласно требованиям технологического процесса
2	Сопротивление изоляции	1000 мОм/км

3	Крепление кабельной муфты на барабане	Надежность, отсутствие возможности смещения
4	Кабельный барабан	Отсутствие механических повреждений, острых кромок на внутренней поверхности
5	Намотка на барабан	Равномерная по всему объему и без перехлестов
6	Перекрыты, полуперекрыты	Не допускаются
7	Бронепокров	Пропуски брони и сквозная коррозия не допускаются
8	Сростка: - размеры поперечного сечения сростка; - технология выполнения	Для КПБП 3х16 - 25х50 мм Для КПБК 3х16 Ø39 мм Согласно требованиям технологического процесса
9	Стендовые испытания	Согласно требованиям технологического процесса

Испытание кабеля

Наименование	Напряжение Испытания, кВ	Ток утечки при Испытании, мкА на 1000 м
Куски кабеля	20	< 10
Кабельная линия (с удлинителем)	12	< 10

3. 6. ГИДРОЗАЩИТА.

Гидрозащита является одним из самых ответственных узлов электродвигателя. Она предназначена для защиты внутренней полости погружных электродвигателей от попадания пластовой жидкости и для компенсации тепловых расширений масла. Гидрозащиты выпускаются в следующих исполнениях: однокорпусные и двухкорпусные. Испытываются гидрозащиты маслом на давление в 1-2 атмосферы в течении 5-10 минут.

3.6.1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ВХОДНОМ КОНТРОЛЕ ГИДРОЗАЩИТЫ.

1	Вращение вала	От руки свободное, момент сопротивления не более 0,6 кг/м
2	Вылет вала	60 ^{+0,5} _{-1,5} мм; 25 ^{+1,5} _{-2,5} мм
3	Шлицевая часть вала	Шлицы параллельные, без заусенец
4	Заход шлицевой муфты на вал	Свободный, без заеданий в любом положении
5	Герметичность	Согласно требованиям технологического процесса
6	Корпус	Трещины любого характера и расположения, изогнутость, забитость и смятие резьбы, износ более 3-х ниток резьбы, прогары
7	Мощность, потребляемая протектором	Определяется при обкатке. В сравнении с паспортными данными
8	Диэлектрическая прочность масла	Не менее 20 кВ
9	Чистота масла	Отсутствие механических примесей
10	Герметичность	Согласно требованиям технологического процесса
11	Чистота масла	Отсутствие механических примесей, прозрачность

12	Диэлектрическая прочность масла	Не менее 20 кВ
13	Корпус	Трещины любого характера и расположения, изогнутость, забитость и смятие резьбы, износ более 3-х ниток резьбы, прогары

3.7. ТРАНСФОРМАТОР И СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ.

Трансформатор и комплектное устройство (станция управления) преобразуют напряжение промышленной сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на зажимах эл. двигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосной установки и ее защиту при аномальных режимах.

Применяемые комплексные устройства:

- ШГС5805-49АЗУ1- изготовитель ОАО СКТПЭ «Потенциал», Украина
- «ЭЛЕКТОН» – изготовитель ЗАО «ЭЛЕКТОН», г.Радужный Владимирской обл.
- «БОРЕЦ» – изготовитель ОАО «БОРЕЦ», г. Москва.
- «ИРЗ» – изготовитель Ижевский радиозавод, г. Ижевск.
- «Триол» – изготовитель Корпорация Триол, г. Москва.

Трансформаторы предназначены для питания установок погружных центробежных насосов от сети переменного тока напряжением 380 или 6000 В частотой 50 Гц.

Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренным или холодным климатом в условиях, соответствующих ГОСТ 15150-69 при высоте над уровнем моря не более 1000 м на открытом воздухе.

Структура условного обозначения трансформатора типа ТМПН:

Т М ПН - АХ / ВХ - ГХ - КХ где:

Т - трехфазный

М - естественная циркуляция воздуха и масла

ПН - для погружных электронасосов добычи нефти

АХ - номинальная мощность в киловольтамперах, кВА

ВХ - номинальное напряжение обмотки ВН (высокого напряжения), В

ГХ - год выпуска рабочих чертежей

КХ - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69

3.7.1 ПРИМЕР РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЯ ОТПАЙКИ:

Дано: ПЭД 125-117, Уном=2000В, Ином=50А, кабель 16 мм², L= 2400м. - глубина спуска.

Расчет:

Uотпайки = Уном.дв. + L / 100 * Уп.каб. + Уп.су = 2000 + 2400м / 100м * 10В + 30В = 2270В.

Уп.каб. - напряжение потерь в кабеле.

Уп.су - напряжение потерь в станции управления.

3.7.2. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ПОГРУЖНОМ КАБЕЛЕ(в вольтах на 100м)

Сечение кабеля	Ток двигателя, А									
	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
10 мм ²	5	6,5	8	10	11,5	13	15	16,5	18	
16 мм ²	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
25 мм ²	2	2,5	3,5	4	4,5	5,5	6	7	7,5	9

35 mm ²	1,3	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6
--------------------	-----	---	-----	---	-----	---	-----	---	-----	---

4. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ ЧАСТЬ.

Организация обучения и проверки знаний требований данной инструкции в производственных подразделениях ОАО «Варьеганнефть» производится:

- инженерно-технических работников цеха добычи – сотрудниками ТОАРС;
- операторов по добыче нефти - технологом ЦДНГ;

Проверка знаний для операторов ЦДНГ и персонала технологических служб ЦДНГ – 1 раз в полгода на основании утвержденного графика.

Технологическая и геологическая службы ЦДНГ должны владеть нормами и положениями данного Технологического регламента в обязательном порядке.

Сотрудниками ТОАРС формируются экзаменационные билеты для проверки знаний технологов и операторов ЦДНГ.

Билеты по проверке знаний включают в себя технические вопросы и знание данного Технологического регламента.

Порядок проверки знаний сотрудниками ТОАРС:

- Приказом по Обществу назначаются 1-2 сотрудника ТОАРС для проведения проверки знаний в ЦДНГ;
- ТОАРС формирует билеты по проверке знаний по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованный УЭЦН;
- ТОАРС составляет график проверки знаний и утверждает его у главного инженера Общества;
- разработанные материалы для проверки знаний технологов и операторов ЦДНГ передаются начальнику ЦДНГ под роспись для подготовки его работников к последующей аттестации;
- аттестация технологов и операторов ЦДНГ проводится 2 раза в год;
- группа, сформированная из работников ТОАРС, направляется в ЦДНГ согласно утвержденного графика и производит аттестацию технологов и операторов ЦДНГ.

По результатам аттестации работников ЦДНГ формируется рейтинг проверки знаний:

- сотрудники набравшие 70 % баллов и более;
- сотрудники набравшие 50% баллов;
- сотрудники набравшие менее 25% баллов.

К работникам показавшим результат менее 25% баллов назначается повторная переаттестация в течение 2-х недель. Если по итогам переаттестации работники показывают результат менее 25% баллов, то руководством Общества ставится вопрос о дальнейшей целесообразности работы данных сотрудников на занимаемых должностях.

5. ПОДБОР УЭЦН К СКВАЖИНЕ.

Подбор оборудования осуществляется перед каждым спуском УЭЦН в скважину, включая случаи ввода скважины из бурения, перевода на механизированный способ добычи и смены отказавшего подземного оборудования.

5.1. ПОРЯДОК ПОДБОРА УЭЦН.

5.1.1. ПТО ДНГ НГДУ совместно с СР и Г НГДУ определяет необходимый объем работы, который нужно провести на данном этапе со скважиной на основании имеющейся информации о фактическом коэффициенте продуктивности (по результатам гидродинамических исследований скважины), инклинограммы обсаженного ствола, газовом факторе, пластовом давлении, обводненности пластового флюида, давлении насыщения, состояния призабойной зоны.

5.1.2. ПТО ДНГ НГДУ уточняет геолого-технические данные по скважине (диаметр эксплуатационной колонны, наличие металлических пластырей и других элементов, сужающих колонну, препятствующих и затрудняющих проведение ремонта скважины).

5.1.3. На основании полученных данных и скорректированного объема работ ПТО ДНГ НГДУ (для скважин ГТМ) производит подбор компоновки УЭЦН для спуска в скважину. Для правильного расчета подбора и комплектации УЭЦН, проводит анализ режимов работы и причины отказов предыдущих УЭЦН.

5.1.4. Ответственность за подбор оборудования для скважин несет начальник ПТО ДНГ НГДУ. Ответственность за достоверность и своевременность геологической информации несет начальник СР и Г НГДУ.

5.1.5. После получения результатов подбора УЭЦН к скважине ЦЭПУ (либо сервисное предприятие) принимает заявку на монтаж данной УЭЦН и определяет тип двигателя, гидрозачиты, кабеля, газосепаратора и наземного оборудования, необходимых для комплектации. ЦЭПУ при необходимости производит замену наземного оборудования в соответствии с комплектацией УЭЦН.

Ответственность за своевременную подачу заявки в ЦЭПУ (либо диспетчерскую службу сервисного предприятия) на замену НЭО несет начальник ПТО ДНГ НГДУ. Ответственность за своевременную замену наземного оборудования несет начальник ЦЭПУ (либо соответствующее подразделение сервисного предприятия). В случае, невозможности по каким-либо причинам эксплуатации расчетной УЭЦН в данной скважине, окончательное решение по типоразмеру УЭЦН принимает начальник ПТО ДНГ НГДУ.

5.1.6. Погружное оборудование, предоставляемое в прокат сервисной организацией на месторождениях ОАО «Варьеганнефть», должно соответствовать требованиям только настоящего Технологического регламента, в особенности в части условий эксплуатации.

5.2. ПОДБОР УЭЦН.

5.2.1. Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН производится по принятым в Обществе программам подбора.

5.2.2. В случае если по скважине ожидается значительный вынос мех.примесей, работа скважины с низким динамическим уровнем и большим газовым факторе (600 м³/м³ и более), а так же при спуске ЭЦН с пакером, без возможности вывода газа из-под пакерного пространства допускается спускать УЭЦН без обратного клапана - для возможности последующей промывки насоса через НКТ (данное решение принимает начальник ПТО ДНГ НГДУ, учитывая возможные осложнения при выводе скважины на режим).

5.2.3. Подбор УЭЦН для скважины необходимо проводить в следующие этапы:

- 1) Сбор и анализ информации по истории эксплуатации и ремонтов скважины и причинах отказов оборудования;
- 2) Определение потенциальной производительности скважины, определение глубины; установки насоса, требуемой для достижения заданной производительности;
- 3) Определение объемов жидкости и газа, всасываемых насосом;
- 4) Определение требований к напору насоса;
- 5) При заданной производительности и выбранной величине напора выбрать тип насоса, который будет иметь максимальную эффективность при требуемом расходе;
- 6) Выбрать оптимальные размеры насоса, двигателя, протектора и кабеля, проверить ограничения, связанные с оборудованием;
- 7) В зависимости от выбранной глубины спуска установки насоса, диаметра и кривизны эксплуатационной колонны скважины, предусмотреть усиленную верхнюю часть спускаемой колонны НКТ применением соответствующих групп прочности (марок стали «К», «N-80» и др.).

5.2.4. Допустимый темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 град. на 10 м.

5.2.5. Угол отклонения ствола скважины от вертикали в зоне работы УЭЦН должен быть не более 60 градусов.

5.2.6. Кривизна ствола скважины в зоне расположения погружного агрегата должна быть не более 3' на 10 м.

5.2.7. В скважинах с осложнениями (вынос механических примесей, опасность разгазирования при большой скорости восходящего потока, прорыва воды или газа из других пластов), значение оптимального забойного давления и планируемого дебита ограничивается СР и Г НГДУ.

5.3. ВЫБОР ДИАМЕТРА НКТ.

Диаметр подъемника (НКТ) выбирается исходя из планируемого дебита установки с учетом внутреннего диаметра эксплуатационной колонны. Рост гидродинамических сопротивлений приводит к потере напора (табл.5.1). При правильном выборе диаметра НКТ потери напора не должны превышать 15 м на 100 м длины (15%).

Деби, м ³ /сут	Потеря напора, м				
	НКТ 2,0" (двн 50,3 мм)	НКТ 2,5" (двн 59,0 мм)	НКТ 2,5" (Двн 62,0 мм)	НКТ 3,0" (Двн 75,9 мм)	НКТ 3,5" (Двн 88,6 мм)*
80	3,4	1,6	1,2	0,5	0,2
120	7,0	3,2	2,6	1,0	0,5
160	11,7	5,4	4,3	1,6	0,8
180	14,4	6,7	5,3	2,0	1,0
200	17,5	8,1	6,4	2,4	1,2
250	26,1	12,1	9,6	3,6	1,7
280	32,0	14,9	11,7	4,4	2,1
320	40,7	18,9	14,9	5,6	2,7
400	60,8	28,3	22,3	8,4	4,0
540	104,4	48,5	38,3	14,5	6,9
640	141,7	65,9	51,9	19,7	9,4
820	221,4	103,0	81,1	30,7	14,6
1000	316,5	147,2	116,0	43,9	20,9

Таблица 5.1 - Потеря напора при подъеме жидкости на 100 м для различных НКТ

* - внутренний диаметр эксплуатационной колонны не менее 154 мм

5.4. ПРОВЕРКА РАСЧЕТА УЭЦН.

5.4.1. По данным предыдущей эксплуатации УЭЦН (Qж; Ндин; Р пл; Рзаб) определяется коэффициент продуктивности скважины.

$$K_{пр} = Q / (P_{пл} - P_{заб})$$

Для вновь вводимых скважин **Kпр** определяется по результатам гидродинамических исследований.

5.4.2. Исходя из значения забойного давления определяется динамический уровень

$$H_{верт\ дин} = H_{верт\ пласта} - [(P_{опт\ заб} - P_{затр}) * 10] / \gamma\ см,$$

где **г см** - удельный вес газожидкостной смеси в скважине (г/см³).

5.4.3. Из инклинограммы скважины определяется среднее значение **COSa** — угла отклонения ствола скважины от вертикали.

$$COSa = H_{верт\ пласта} / H_{пласта\ по\ стволу}$$

5.4.4. Определяется динамический уровень по стволу скважины

$$H_{дин} = H_{дин\ по\ вертикали} / COSa$$

5.4.5. Вычисляется глубина спуска установки по стволу скважины

$$H_{спуска} = H_{дин\ по\ стволу} + (H_{погр\ под\ уровень} / COS\ a)$$

5.4.6. Вычисляется планируемый дебит скважины при Р оптимальном забойном

$$Q_{планируемый} = K_{пр} * (P_{пластовое} - P_{опт\ заб})$$

5.4.7. Определяется требуемый напор установки

$$H = H_{дин\ по\ вертикали} + \Delta H$$

где дельта Н - поправка напора на вероятностную характеристику насоса, потери на трение и др. Для насосов производительностью: 20-50 м³/сут. дельта Н = 250 метров; 80-125 м³/сут. дельта Н= 180 метров; 200 м³/сут и более дельта Н = 100 метров.

Подбор УЭЦН к скважине - строго индивидуальная операция, при этом необходимо руководствоваться таблицей № 5.2 - рекомендациями по выбору конструкций кабелей для УЭЦН.

Таблица № 5.2

Требования по условиям эксплуатации	Рекомендуемые конструкции кабелей
-------------------------------------	-----------------------------------

<p>Рабочая температура изоляции, °С</p> <p>до 90</p> <p>до 95</p> <p>до 110</p> <p>до 120</p> <p>до 160</p> <p>до 230</p>	<p>Кабели с изоляцией из полиэтилена высокой плотности</p> <p>Кабели с полипропиленовой изоляцией</p> <p>Кабели с изоляцией из модифицированного полипропилена</p> <p>Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена высокой плотности</p> <p>Кабели с изоляцией из фторсополимера, свинцованный</p> <p>Кабели с изоляцией из этилен-пропилендиенового каучука EPDM, свинцованный.</p>
<p>Температура воздуха на поверхности при перематках и динамических изгибах кабеля, °С:</p> <p>до -40</p> <p>до -51</p>	<p>Кабели с полипропиленовой, полиэтиленовой и фторопластовой изоляцией (конкретные ограничения по морозостойкости устанавливаются производителем)</p> <p>Кабели с изоляцией из этилен-пропилендиенового каучука EPDM</p>
<p>Устойчивость к повышенному газосодержанию в скважинной жидкости</p>	<p>Кабели с изоляцией из полиэтилена высокой плотности (в т.ч. сшитого) или полипропиленовой изоляцией, а также кабели со свинцовыми оболочками жил.</p>
<p>Устойчивость к воздействию химически агрессивных скважинных средств.</p>	<p>Кабели со свинцовыми оболочками жил, в броне из нержавеющей стали, монель-металла или бронзы.</p>

6.12. МОНТАЖ УЭЦН.

6.12.1. Перед началом производства монтажа мастер ТИКРС (бурильщик, ст. оператор) сверяет соответствие привезенной установки заказанной и номера узлов записанных в паспорте фактическим номерам указанным на каждом узле оборудования.

6.12.2. Монтаж производится совместно электромонтером ЦЭПУ и бригадой ТИКРС, под руководством электромонтера ЦЭПУ.

6.12.3. Мастер бригады ТИКРС, контролирует опрессовку токовода двигателя ПЭД (3 кгс/см²*10 минут - падение давления, течь масла и отпотевание не допускаются), установку шлицевых муфт

и легкость вращения валов; производит контрольный замер сопротивления изоляции установки в сборе (не менее 50 Мом), проверяет наличие маркировки и фазировки на конце кабеля.

6.12.4. Резьба и состояние используемого при монтаже крепежа УЭЦН должны быть проверены на базе ЭПУ, метизы (крепежные болты, шпильки, гайки), уплотнительные кольца должны применяться только новые, использоваться один раз. Для контроля момента затяжки крепежа, при монтаже обязательно использование динамометрического ключа. Обратный, сливной клапаны, а также патрубков ловильной головки проходят проверку состояния корпуса и резьбы, с регистрацией количества свинчиваний - развинчиваний в паспортах клапанов (аналогично условиям эксплуатации подвески НКТ)). Должны иметь сертификат качества на материал, из которого изготовлены. В эксплуатационный паспорт УЭЦН заносятся номера обратного и сливного клапанов и заверяются подписью ответственного за комплектацию. Резьбовые соединения обратного и сливного клапанов должны соответствовать ГОСТ 633-80.

6.12.5. Электромонтер ЦЭПУ передает бригаде исправные и паспортизованные хомуты для монтажа УЭЦН, которые подвешиваются на штропа подъемного агрегата. Бригада ТИКРС, под контролем монтажника, устанавливает (и снимает) хомуты на головки узлов УЭЦН, а также поднимает узлы над устьем скважины после готовности монтажника ЦЭПУ к выполнению операций, разматывает и прокладывает погружной кабель от автовыводки до устья скважины. При этом не допускается попадание песка, грязи на узлы УЭЦН, кабель.

6.12.6. Особенности монтажно-демонтажных работ с УЭЦН импортного производства является применение специальных хомутов-элеваторов, одеваемых проточкой под уступ. Хомуты подвешиваются на элеватор подъемника с помощью специальных цепных стропов. Прокачка протектора маслом производится в зависимости от типа, согласно схеме расположения пробок.

6.12.7. В случае комплектации УЭЦН погружной телеметрической системой (ТМС) регистрирующей параметры работы УЭЦН, сопротивление изоляции измеряется на 500 вольт.

ВНИМАНИЕ! При производстве монтажных работ запрещается подвергать ударам гермоввод блока ТМСП.

ВНИМАНИЕ! ПОСЛЕ КОНТРОЛЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОГРУЖНЫХ БЛОКОВ ТМСП НЕ ДОПУСКАЕТСЯ СНИМАТЬ ОСТАТОЧНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ ЗАМЫКАНИЕМ ВЫВОДА БЛОКА НА КОРПУС (НА ЗЕМЛЮ).

Остаточное напряжение следует снимать испытателем изоляции (мегаомметром) в течении 10 – 15 с, если такой режим работы предусмотрен его конструкцией. При использовании стрелочных мегаомметров (например ЭС0202/2), не имеющих функции снятия остаточного напряжения, допускается разряжать испытываемую цепь переполусовкой мегаомметра. Т.е. плюсовой вывод мегаомметра соединяется с гермовводом, а минусовой – с корпусом.

Электромонтер ЦЭПУ (либо сервисной организации) должен прикладывать паспорт погружного блока к сопроводительным документам на ПЭД и ЭЦН.

6.12.8. Для снижения риска повреждения погружного кабеля при монтаже УЭЦН импортного производства в зимнее время применяются утепленные автовыводки с гидроприводом,

позволяющие производить сростки кабеля внутри автовывотки на специальном монтажном столике, а также спуск УЭЦН при низких температурах.

6.12.9. Результаты монтажа отражаются в эксплуатационном паспорте УЭЦН. После окончания монтажа электромонтер ЦЭПУ и мастер бригады ТиКРС (бурильщик, старший оператор) расписываются в эксплуатационном паспорте УЭЦН, подтверждая, что оборудование к спуску принято, после этого заполненный паспорт остается в бригаде до окончания спуска.

6.12.10. Запрещается производство монтажа на скважине в случаях (ЕЮТИ.Н..354.000 ИЭ):

- при температуре окружающей среды ниже минус 35С. С утепленной автовывоткой и устьевой площадкой - до предельных температур проведения спускоподъемных операций (-38 С). Допускается проводить монтаж с использованием искусственного обогрева;
- после второго подряд повторного ремонта, до комиссионного определения причин отказов предыдущих УЭЦН и их устранения;
- в случае атмосферных осадков (дождь, снег, пыльная буря), монтаж выполняется при наличии в бригаде ТВКРС укрытия, защищающего собираемые узлы УЭЦН от осадков;
- скорости ветра порывами от 15 м/сек и выше;
- нефтегазопроявлениях на скважине (в т.ч. если скважина переливает жидкостью, при выбросах или прорывах газа);
- низкой освещенности рабочей площадки (менее 100 люкс);
- при замазучености рабочей площадки;
- при отсутствии на скважине кабельного ролика (либо неправильной его установке), подставок под кабель, автонамотывателя, других отклонений от табеля оснащенности бригад ремонта скважин для спуска УЭЦН или расстановки / размещения бригадного оборудования.

Мастер Бригады ТиКРС несет персональную ответственность за подготовку скважины к монтажу УЭЦН.

6.12.11. При монтаже УЭЦН представитель ТиКРС (бурильщик, старший оператор) производит крепление кабельной линии к секциям УЭЦН стальными поясами (клямсами, либо протектолайзерами) на расстоянии 250-300 мм от фланца секций, не допускается при этом слабины и провисов кабеля внутри скважины. Клямсы затягивать до момента начальной деформации брони.

6.12.12. ЦЭПУ завозит кабельную линию (с установленной пломбой на броне с фиксированным номером) на монтаж УЭЦН и передает мастеру Бригады ТиКРС на основании акта-приема передачи оборудования.

6.12.13. В случае нарушения электромонтером технологии монтажа, мастер бригады ТиКРС, либо представитель заказчика имеет право приостановить производство работ с отметкой об этом в паспорте УЭЦН до устранения выявленных нарушений. В случае невозможности устранения на месте выявленных нарушений решение о необходимости замены оборудования принимается совместно с ПТО ДНГ НГДУ Заказчика.

6.12.14. ОТ и КРС Заказчика осуществляет выборочный контроль, за качеством проведения демонтажно-монтажных работ УЭЦН на устье скважины. При выявлении нарушений ОТ и КРС вправе требовать от исполнителя устранения всех замечаний до возобновления работ.

6.12.15. Ответственность за наличие и исправное состояние контрольно-измерительных приборов несет мастер Бригады ТиКРС.

6.12.16. Ответственность за наличие инструмента, необходимого для проведения демонтажно-монтажных работ, несет электромонтер ЦЭПУ (либо сервисной организации).

Вопросы проверки знаний по эксплуатации УЭЦН насосными установками:

Вопрос 1. Область применения УЭЦН по производительности (Q , м³/сут.) и напору (м.вод.ст.):

Ответ:

1) до 5; до 1000;

2) 10–1200; 450-2000 (3000);

3) до 10 000; 4000.

Вопрос 2. Выделите подземное оборудование УЭЦН.

Ответ:

1) СУ;

2) НКТ;

3) ПЭД;

4) модуль-секция насос;

5) протектор (гидрозащита);

6) оборудование устья;

7) кабель;

8) клапан спускной и сливной.

Вопрос 3. Что означает цифра 50 в обозначении УЭЦНМК5-50-1200?

Ответ:

1) напор (м.вод.ст.);

2) группу;

3) подача (м³/сут.);

4) исполнение.

Вопрос 4. Какое число ступеней обычно бывает в насосах УЭЦН?

Ответ:

1) 1–200;

2) 220–400;

3) 400–1000.

Вопрос 5. Область применения УЭЦН по наличию свободного газа на приеме:

Ответ:

1) до 25 %;

2) 25–55 %;

3) 55–75 %.

Вопрос 6. Как соединяются валы ПЭД, насоса и гидрозащиты?

Ответ:

1) сваркой;

2) фланцами;

3) шлицевыми соединениями;

4) тросом.

Вопрос 7. Какие виды насосов эффективны для добычи нефти с повышенной вязкостью?

Ответ:

- 1) УЭЦН;
- 2) УШСН;
- 3) **УЭВН.**

Вопрос 8. Назовите установки для добычи нефти, которые имеют силовой насос на поверхности.

Ответ:

- 1) УЭЦН;
- 2) УШСН;
- 3) винтовые насосы;
- 4) **гидропоршневые насосы.**

Список используемой литературы:

1. Зыкин М.Я., Козлов В.А., Плотников А.А. Методика ускоренной разведки газовых месторождений. – М.: Недра, 2006. – 234с.
2. Мстиславская Л.П. Нефтегазовое производство (Вопросы, проблемы, решения): Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа, 2005. – 168с.
3. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 2002. – 351с.
4. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. - М. : Недра,1964 г.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - Куйбышев, 1976 г.
6. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А., Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. - Учебник для вузов. - М.: Недра, 1998
7. Колесников Т.И., Агеев Ю.Н., Буровые растворы и крепление скважин. - М.: Недра,1990 г.
8. Милютин А.Г., Геология и разведка месторождений полезных ископаемых. - Учебник для студентов вузов. - М.: Недра,1989 г.
9. Милютин А.Г., Экология недропользования. -Курс лекций. - МГОУ, М.: 2000 г.
10. Муравьев В.М., Середа Н.Г., Спутник нефтяника. - М.: Недра, 1971 г.
11. Мищевич В.И., Справочник инженера по бурению. -М.: Недра, 1973 г.
12. Середа Н.Г., Соловьев Е.М., Бурение нефтяных и газовых скважин. - Учебник для вузов. - М.: Недра, 1964 г.
13. Элияшевский И.В., Сторомский М.Н., Ореуляк Я.М., Типовые задачи и расчеты в бурении. - М.: Недра, 1982 г.
14. Спичак Ю.Н., Ткачев В.А., Кипко А.Э., Охрана окружающей среды и рациональное использование месторождений полезных ископаемых. - Учебник для горных техникумов - М.:Недра, 1993 г.

15. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела, Уфа. 2000г.

16. Гиматутдинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1988г.

17. И.А. Гуськова, Е.Ф. Захарова, Г.Ф. Валиуллина. Методические указания и программа практик. Альметьевск 2008г.

18. Тронов В.П. Новые технологические процессы в добыче нефти. Казань, 1998 г.

19. Руководство по Эксплуатации Скважин УСШН и УЭЦН в ОАО «ТАТНЕФТЬ».