

**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 штангового глубинного 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.

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 ШГН.	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 динамограмм	8	8		
	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 и малая подача нефти из скважин.

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

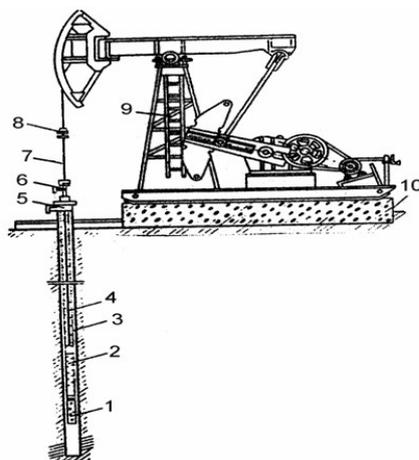


Рисунок 6. Схема установки штангового скважинного насоса

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.

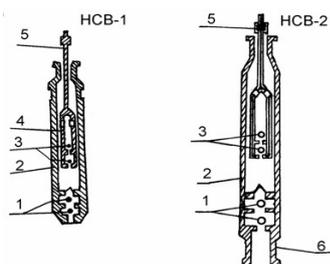


Рисунок 7 — Насосы скважинные вставные

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.

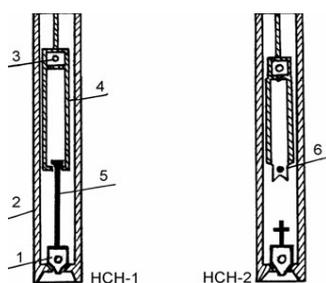


Рисунок 8. Невставные скважинные насосы

- 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 %.

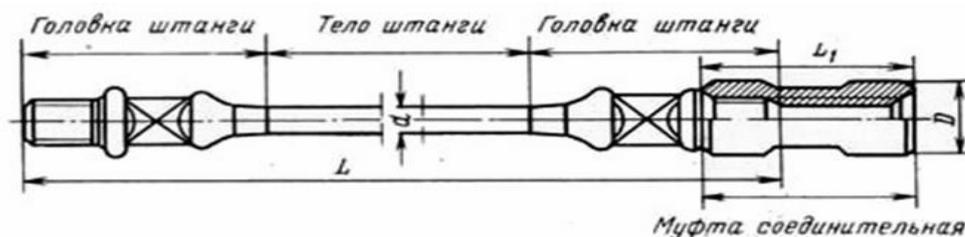


Рисунок 9 насосная штанга и соединительная муфта

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

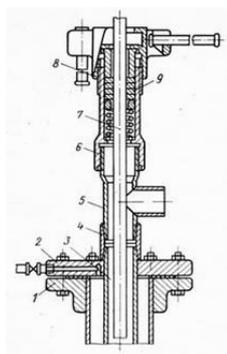


Рисунок 10. Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки
1 — колонный фланец; 2 — планшайба; 3 — НКТ; 4 — опорная муфта; 5 — тройник, 6 — корпус сальника, 7 — полированный шток, 8 — головка сальника, 9 — сальниковая набивка

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.

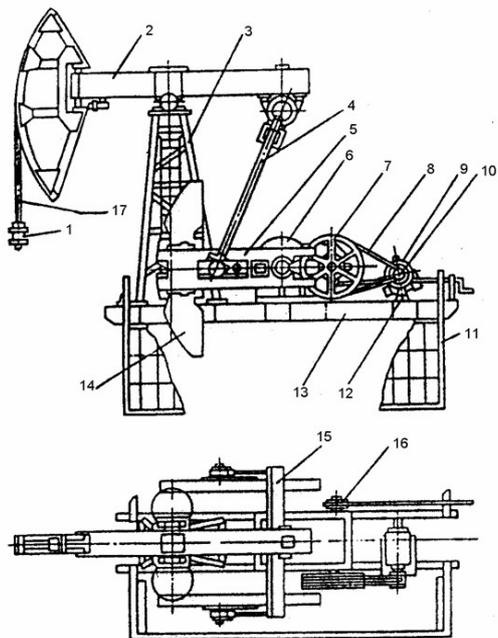


Рисунок 11. Станок-качалка типа СКД

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

Основные узлы станка-качалки — рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами,

шарнирноподвешенная 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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).

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

5) Максимальная плотность жидкости, $\text{кг/м}^3 = 1400$

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 приёме насоса (по объёму),
% = 6

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

коррозионно-стойкого исполнения = 1,25

9) Максимальная температура, $^{\circ}\text{C} = 90$

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

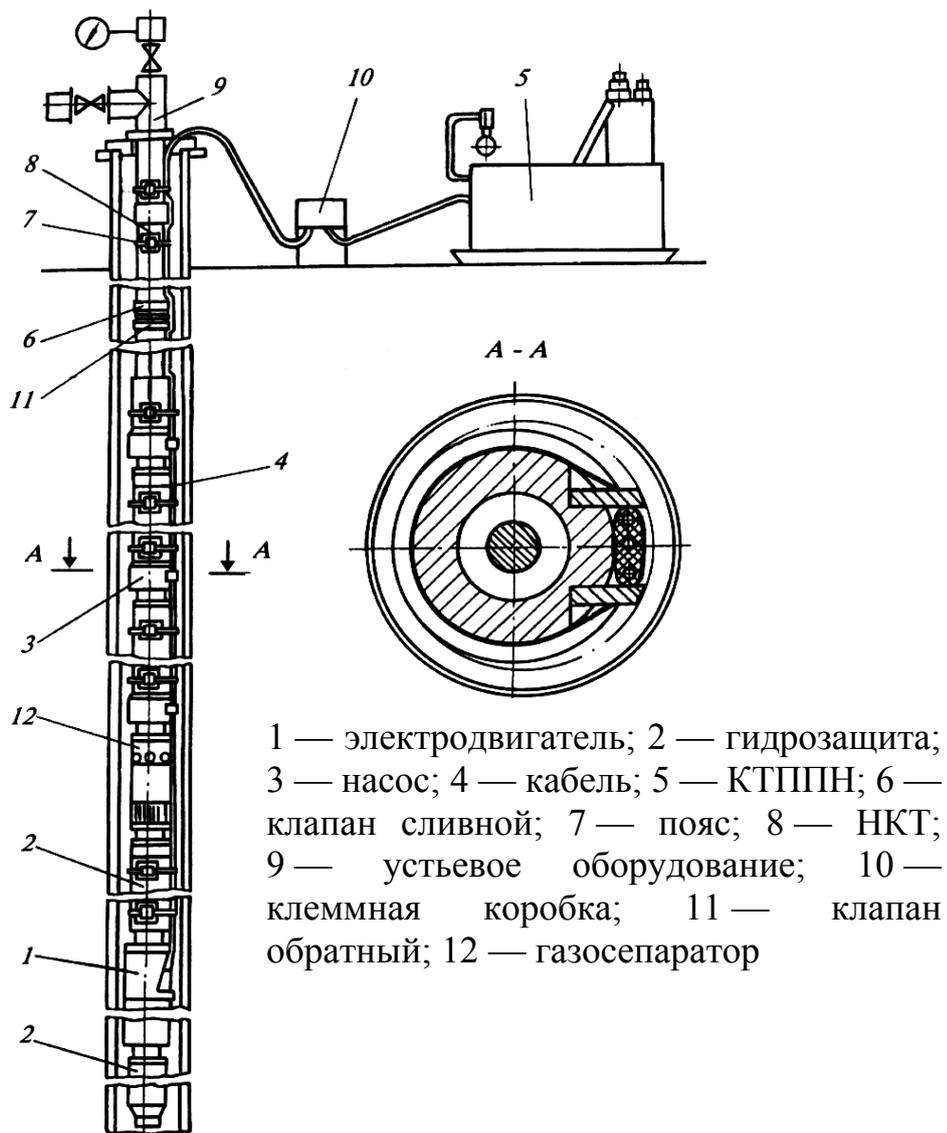


Рис. 2 Установка электропогружного центробежного насоса

Принята следующая структура условного обозначения УЭЦН.

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

1	2	3	4	5
УЭЦН5 -30	3 0	100 0-1800	16 - 32	1400 - 1200
УЭЦН5 -60	6 0	990 - 1980	16,8 - 33	1400 - 1200
УЭЦН5 -80	8 0	900 - 1950	18,6 - 41,7	1260 - 1400
УЭЦН5 -125	1 25	745 - 1770	21,2 - 51,7	1400 - 1200
УЭЦН5 -200	2 00	640 - 1395	36,9 - 75,4	1400 - 1100
УЭЦН5 А-160	1 60	790 - 1700	28,7 - 60,7	1400 - 1300
УЭЦН5 А-250	2 50	795 - 1800	43,8 - 99,1	1190 - 1050
УЭЦН5 А-400	4 00	550 - 1250	51 - 114	1400 - 1260

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

УП.130503.65.12.1.59

Лист

25

Разные исполнения насосов в основном отличаются конструкцией и используемыми материалами ступеней и их элементов, осевых и радиальных опор валов насосов, входного модуля, материалом валов, но конструктивная схема насосов всех исполнений одинакова при разных вариантах конструктивного исполнения насосов, обозначаемых цифрами от 1 до 4, которые указывают, что в составе насоса:

- 1 — входной модуль, соединение секций фланцевое;
 - 2 — входной модуль, соединение секций типа «фланец-корпус»;
 - 3 — нижняя секция с приёмной сеткой, соединение секций фланцевое;
 - 4 — нижняя секция с приёмной сеткой, соединение секций типа «фланец-корпус».
- 5 Структура условного обозначения насосов
- 6 Погружной насос собирается из соединенных между собой модуль-секций (в зависимости от напора их количество может изменяться от 1 до 4), к которым снизу присоединяется входной модуль, а сверху — модуль-головка. Кроме того, в состав насоса входят обратный и сливной клапаны.

Модуль секция является основной частью насоса и состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колёс и направляющих аппаратов), верхнего и нижнего радиальных подшипников, верхней осевой опоры, головки и основания. Пакет ступеней с валом, радиальными подшипниками и осевой опорой помещаются в корпусе и зажимаются концевыми деталями. Соединение валов модуль-секций, модуля-секции с входным модулем, входного модуля с валом гидрозащиты и гидрозащиты с погружным двигателем осуществляется при помощи шлицевых муфт.

При вращении рабочих колёс перекачиваемая жидкость через входной модуль поступает на первую ступень насоса и получает приращение напора от ступени к ступени. Верхний, промежуточный и нижний подшипники 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.

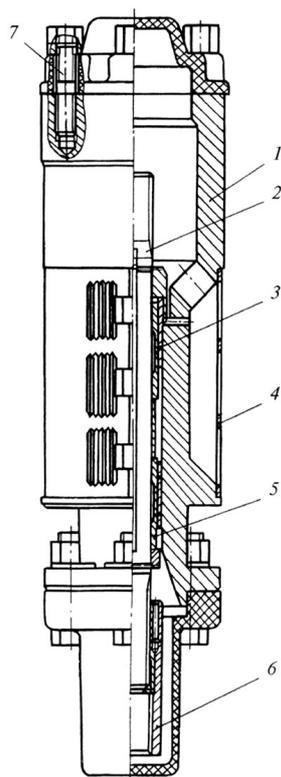


Рис. 4 Входной модуль

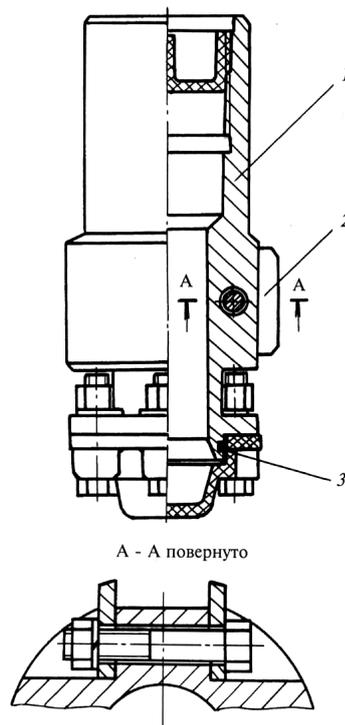


Рис 5 Модуль-головка

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.

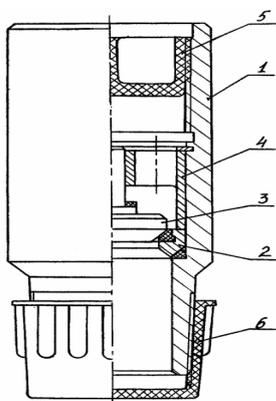


Рис. 5 - Обратный клапан

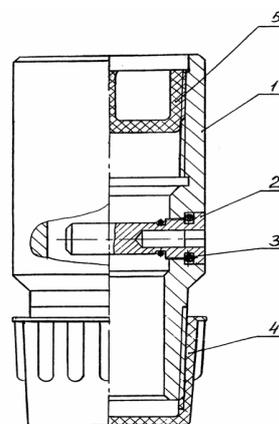


Рис. 6 - Сливной клапан

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.

					УП.130503.65.12.1.59	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

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.

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 буровой 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.

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».

Вопросы проверки знаний по эксплуатации скважин штанговыми насосными установками:

Вопрос 1. Назовите наиболее распространенный способ добычи нефти.

Ответ:

- 1) фонтанный;
- 2) газлифтный;
- 3) насосный (УШСН);**
- 4) насосный (УЭЦН);**
- 5) насосный (УЭВН).

Вопрос 2. Область применения УШСН по производительности (Q, т/сут.) и глубине спуска (H, м):

Ответ:

- 1) 0,1–15,0 т/сут., до 150 м;**
- 2) до 150 т/сут., до 3400 м;**
- 3) > 1000 т/сут., до 3000 м.

Вопрос 3. Выделите подземное оборудование УШСН.

Ответ:

- 1) НКТ;**
- 2) станок-качалка;
- 3) оборудование устья;
- 4) штанги насосные;**
- 5) ШСН.**

Вопрос 4. Область применения ШСН:

Ответ:

- 1) обводненность;
- а) до 50 %;
- б) до 99 %;**
- 2) свободного газа на приеме;
- а) до 25 %;**
- б) до 50 %.

Вопрос 5. По способу крепления к колонне НКТ различают ... и ... скважинные насосы.

Ответ:

... **вставные**

... **невставные**

Вопрос 6. Верно ли утверждение, что насосы НСВ более производительны, чем НСН?

Ответ:

1) да;

2) нет.

Вопрос 7. Выделите параметры, которые указываются в шифре ШСН.

Ответ:

1) диаметр плунжера;

2) нагрузка осевая;

3) длина хода плунжера;

4) глубина спуска насоса;

5) группа посадки.

Вопрос 8. Укажите вид, материал насосных штанг.

Ответ:

1) стальные;

2) стеклопластик;

3) свинцовые;

4) трубчатые;

5) непрерывные («кород»).

Вопрос 9. Какие могут быть поперечные сечения насосных штанг?

Ответ:

1) квадратное;

2) полуэллипсное;

3) кольцевое;

4) круглое.

Вопрос 10. Что является индивидуальным приводом ШСН?

Ответ:

1) АГЗУ;

2) электродвигатель;

3) станок-качалка.

Вопрос 11. Можно ли регулировать УШСН штуцером?

Ответ:

1) да;

2) нет.

Вопрос 12. Какое число ходов балансира (в минутах) обычно бывает у станков-качалок?

Ответ:

1) 2–15;

2) 15–20;

3) 20–30.

Вопрос 13. Укажите грузоподъемность (т) обычных станков-качалок.

Ответ:

1) 2–20;

2) 20–30;

3) 30–40.

Вопрос 14. Могут ли быть станки-качалки мобильными?

Ответ:

- 1) да;
- 2) нет.