

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Первякова Светлана Валерьевна

Должность: Директор колледжа СКФУ в г. Ставрополе

Дата подписания: 16.06.2026 12:06:51

Уникальный программный ключ:

63a18c373da05c089b08fcc89c468af301900f17

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы

ПМ.04 ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТЫ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Форма обучения	очная	

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению самостоятельной работы составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.04 Обеспечение работы основного и вспомогательного оборудования для добычи нефти и газа».

Целью проведения самостоятельной работы является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.04 Обеспечение работы основного и вспомогательного оборудования для добычи нефти и газа и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Самостоятельная работа студентов проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений обучающихся;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности обучающихся, творческой инициативы, ответственности и организованности;
- формирования самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развития исследовательских умений.

В результате освоения профессионального модуля обучающийся должен уметь:

- производить расчеты требуемых физических величин в соответствии с законами и уравнениями термодинамики и теплопередачи;
 - выполнять гидравлические расчеты трубопроводов;
 - подбирать комплекты машин, механизмов, другого оборудования и инструмента, применяемого при добыче, сборе и транспорте нефти и газа, обслуживании и ремонте скважин;
 - выполнять основные технологические расчеты по выбору наземного и скважинного оборудования.
- знать:
- методы расчета по выбору оборудования и установлению оптимальных режимов его работы.

Методические рекомендации к СРС

План-график выполнения СРС

№	Наименование разделов и тем дисциплины, их краткое содержание	Использование интерактивных форм	Зачетные единицы (часы)
1	Тема 1.3. Компрессорное оборудование Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: 1. Изучение конструкций наземного и скважинного оборудования на основе сборочных чертежей, каталогов деталей и сборочных единиц и другой технической документации.	Собеседование	2
2	Тема 1.3. Компрессорное оборудование Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: 1. Принцип работы и термодинамические условия работы поршневого компрессора.	Собеседование	2
3	Тема 1.7. Агрегаты, оборудование и инструменты для ремонта скважин Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Применение плунжерных и поршневых насосов в специальных агрегатах при проведении гидравлических разрывов пласта, кислотных обработок, цементирования.	Собеседование	2
4	Тема 1.7. Агрегаты, оборудование и инструменты для ремонта скважин Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Применение устройств и оборудования для предотвращения и борьбы с осложнениями на фонде скважин с УШГН и УЭЦН.	Собеседование	2
5	Тема 1.8. Оборудование для сбора и транспортирования продукции добывающих скважин Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Изучение номенклатуры выпускаемого нефтепромыслового оборудования, их технических характеристик и возможностей	Собеседование	2

6	Тема 1.9. Техническое обслуживание и ремонт оборудования Вид самостоятельной работы: Самостоятельное изучение литературы по теме: Назначение, устройство и правила эксплуатации оборудования, работающего под давлением	Собеседование	2
	Итого за семестр		6
	Итого		6

Методические рекомендации по проведению собеседования

Собеседование - наиболее распространенный метод контроля знаний учащихся, вариант текущей проверки, процессе которого преподаватель получает широкие возможности для изучения индивидуальных возможностей усвоения учащимися учебного материала.

При подготовке к собеседованию студент должен:

- Предварительно повторить теоретический материал темы (тем) по которой проводится устный опрос.
- Ознакомиться с заданием, уяснить его фабулу и поставленные вопросы.
- Продумать логику и последовательность изложения материала. Ответы на поставленные вопросы должны быть аргументированными.

Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, глубоко и прочно усвоившему программный, в том числе лекционный материал, последовательно, четко и самостоятельно (без наводящих вопросов) отвечающему на вопрос.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, твердо знающему программный, в том числе лекционный материал, грамотно и по существу, отвечающему на вопрос и не допускающему при этом существенных неточностей (неточностей, которые не могут быть исправлены наводящими вопросами или не имеют важного практического значения). То же относится к освещению практически важных вопросов

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, который обнаруживает знание основного материала, но не знает его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, излагает материал с нарушением последовательности, отвечает на практически важные вопросы с помощью или поправками преподавателя.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, который не знает значительной части программного, в том числе лекционного материала.

Основная литература:

1. Молчанов, А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы: учебник для техникумов / А.Г. Молчанов, В.Л. Чичеров. - 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Альянс, 2020.- 316с.

Дополнительная литература:

1. Бочарников, В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования (Том 1) [Электронный ресурс] / В.Ф. Бочарников, 2015. - 576 с. - ISBN 978-5-9729-0012-1. - Текст электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/521189> (дата обращения: 15.09.2020). – Режим доступа:

по подписке.

2. Бочарников, В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования (Том 2) [Электронный ресурс] / В.Ф. Бочарников. - Москва: Инфра-Инженерия, 2015. - 576 с. - ISBN 978-5-9729-0012-1. - Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/521260> (дата обращения: 15.09.2020). – Режим доступа: по подписке

3. Немков, М. В. Технология, техническое обслуживание и ремонт специальной нефтепромысловой техники учебное пособие / М. В. Немков. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2018. — 100 с. — ISBN 978-5-9961-1640-9. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/138250>. — Режим доступа: для авториз. пользователей.

4. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебное пособие / составители А. Л. Саруев, Л. А. Саруев. — Томск ТПУ, 2017. — 358 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/106751>. — Режим доступа: для авториз. пользователей.

5. Савельева, Н. Н. Нефтегазопромысловое оборудование: учебно-методическое пособие / Н. Н. Савельева, И. Ю. Соколова, О. В. Беляев. — Тюмень:ТюмГНГУ, 2018. — 100 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/138260>. — Режим доступа: для авториз. пользователей.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»
Колледж СКФУ в г. Ставрополе

Методические указания
для практических занятий

**ПМ.04 ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТЫ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА**

Специальность	21.02.01	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
---------------	----------	--

Форма обучения	очная
----------------	-------

Ставрополь

Пояснительная записка

Методические указания по организации и проведению практических занятий составлены в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и рабочей программой профессионального модуля «ПМ.04 Обеспечение работы основного и вспомогательного оборудования для добычи нефти и газа».

Целью выполнения практических занятий является систематизация и закрепление теоретических знаний, и формирование практических умений.

Особое значение для усвоения содержания ПМ.04 Обеспечение работы основного и вспомогательного оборудования для добычи нефти и газа и привития практических навыков имеет правильная и четкая организация проведения и выполнения студентами практических работ под контролем преподавателя.

Перед началом выполнения каждой работы студенты должны ознакомиться с ее основными положениями, порядком выполнения работы.

По каждому практическому занятию предусматривается индивидуальный отчет перед преподавателями.

Процесс изучения профессионального модуля «ПМ.03 Ведение технологического процесса текущего (подземного) и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» направлен на формирование элементов следующих общих компетенций в соответствии с ФГОС СПО:

ОК 01.Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам

ОК 02.Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации, и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности

ОК 03.Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях

ОК 04.Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде

ОК 05.Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста

ОК 07.Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях

ОК 09.Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

ПК 4.1. Выполнять основные технологические расчеты по выбору наземного и скважинного оборудования

ПК 4.2. Проводить контроль технического состояния и работоспособности основного и вспомогательного оборудования для добычи нефти и газа

ПК 4.3. Обеспечивать проведение технического обслуживания и диагностического обследования основного и вспомогательного оборудования для добычи нефти и газа

ПК 4.4. Обеспечивать выполнение ремонта основного и вспомогательного оборудования для добычи углеводородного сырья

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Изучение оборудования фонтанных скважин

Способ эксплуатации скважины, при которой подъем нефти или смеси нефти с газом от забоя на поверхность осуществляется только за счет природной энергии, называется фонтанным.

Подъем газожидкостной смеси от забоя до устья скважины осуществляется по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Эти трубы выпускают из сталей групп прочности Д, К, Е, Л и М следующих размеров (условный диаметр, мм): 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 114, с толщиной стенок от 4 до 7 мм и длиной трубы от 5 до 8,5 м.

Устье скважины заканчивается колонной головкой, которая обвязывает, т.е. соединяет между собой обсадные колонны, и герметизирует пространство между ними. На верхний фланец колонной головки устанавливают фонтанную арматуру с манифольдом. В свою очередь, фонтанная арматура состоит из трубной головки и елки (рис. 1).

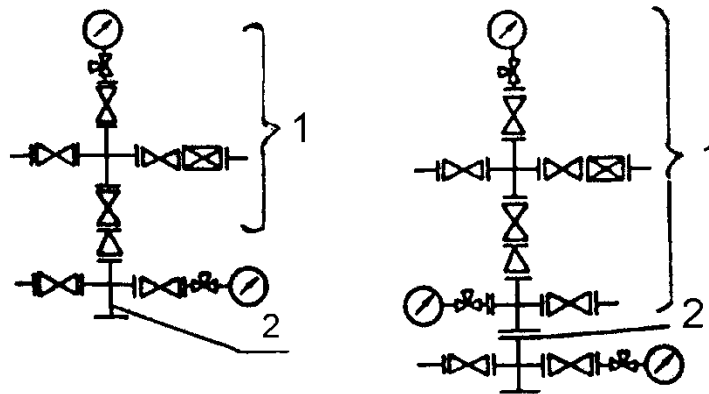


Рисунок 1 – Типовые схемы фонтанной арматуры:

1 – фонтанная елка; 2 – трубная обвязка

Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов подъемных труб, их герметизации, а также позволяет выполнять технологические операции при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонны подъемных труб подвешивают к трубной головке на резьбе или муфте.

Фонтанная елка предназначена для направления потока продукции через манифольд и выкидную линию на замерную установку, для регулирования режима эксплуатации и контроля за работой скважины путем спуска глубинных приборов.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление – 14, 21, 35, 70, 105 и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

Шифр фонтанной арматуры определяет ее схему, конструкцию, способ управления задвижками, условный проход по стволу и боковым отводам, давление, климатическое исполнение и коррозионностойкость.

Полный шифр фонтанной арматуры (ГОСТ 13846-84) условно представляется в виде

$$АФХ_1Х_2Х_3 - Х_4Х_5Х_6Х_7$$

где А – арматура; Ф – фонтанная;

Х₁ – конструктивное исполнение: подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки – К; подвеска подъемной колонны на муфте в трубной головке – без обозначения; для эксплуатации скважин УЭЦН – Э;

X_2 – номер схемы арматуры; при двухрядной концентричной подвеске к номеру схемы добавляется буква "а";

X_3 – способ управления задвижками: вручную – без обозначения; дистанционно и автоматически – В; автоматически – А;

X_4 – условный проход (в мм) по ГОСТ 13846-84; когда условные проходы ствола елки и ее боковых отводов отличаются, цифровое обозначение указывают дробной величиной;

X_5 – рабочее давление, МПа;

X_6 – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: для умеренной климатической зоны – без обозначения; для умеренной и холодных климатических зон – ХЛ;

X_7 – исполнение по коррозионности: для обычных сред – без обозначения; для сред, содержащих: до 6 % CO_2 – К1; до 6 % H_2S и CO_2 – К2; до 25 % H_2S и CO_2 – К3.

Типовые схемы фонтанных елок (рис. 2) включают либо один (схемы 2 и 1), либо два (схемы 3 и 4) тройника (одно или двухъярусная арматура), либо крестовину (крестовая арматура – схемы 5 и 6).

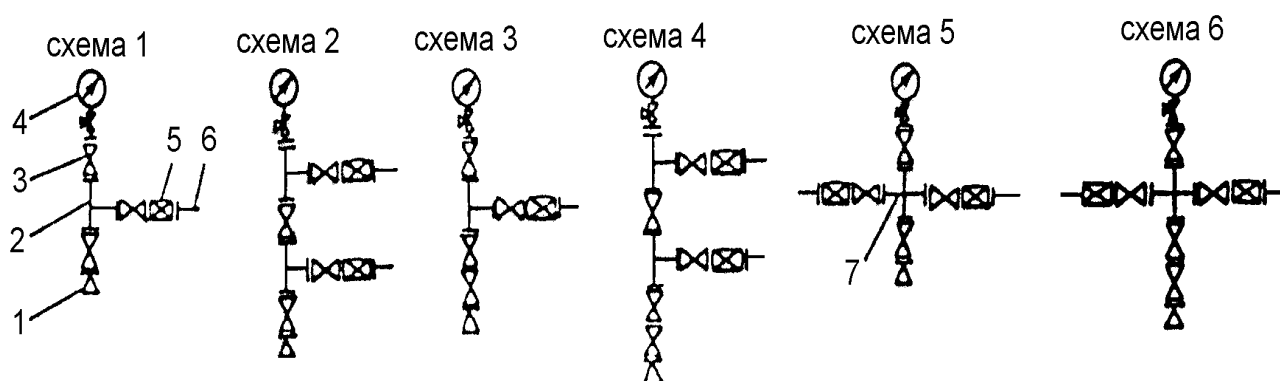


Рисунок 2 – Типовые схемы фонтанных елок:

тройниковые – схемы 1, 2, 3 и 4; крестовые – схемы 5 и 6

1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник; 3 – запорное устройство;

4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель;

6 – ответный фланец; 7 – крестовина

Задания

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного понимания назначения и конструкции фонтанной арматуры.

Сделать эскиз фонтанной арматуры с описанием ее основных элементов и узлов.

Проработать шифр фонтанной арматуры.

Примеры обозначения фонтанной арматуры.

АФК6В–100х21ХЛ – арматура фонтанная с подвеской подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки по схеме 6, с дистанционным и автоматическим управлением задвижек, с условным проходом 100 мм, на рабочее давление 21 МПа для некоррозионной среды холодной климатической зоны.

АФ6аВ–80/65х70К3 – арматура фонтанная с двухрядной концентричной подвеской подъемных труб по схеме 6, с дистанционным и автоматическим управлением задвижек, с условным проходом по стволу 80 мм и по боковым отводам 65 мм, на рабочее давление 70 МПа для скважины, содержащей в продукции до 25 % H_2S и CO_2 .

Вопросы к практическому занятию

1. Когда используется фонтанный способ эксплуатации скважин?
2. Конструкция фонтанной арматуры, назначение основных элементов.
3. Опишите основные типовые схемы фонтанных елок.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Изучение оборудования насосных скважин

Наиболее распространен в мировой практике штанговый насосный способ добычи нефти, который охватывает более 2/3 общего действующего фонда.

Штанговая глубинная насосная установка (рис. 3) состоит из скважинного насоса 2 вставного или невставного типов, насосных штанг 4, насосно-компрессорных труб 3, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске 8 устьевой арматуры, 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.

Станок-качалка является индивидуальным приводом скважинного насоса. Основные узлы станка-качалки – рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно-подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т. е. регулирование дискретное.

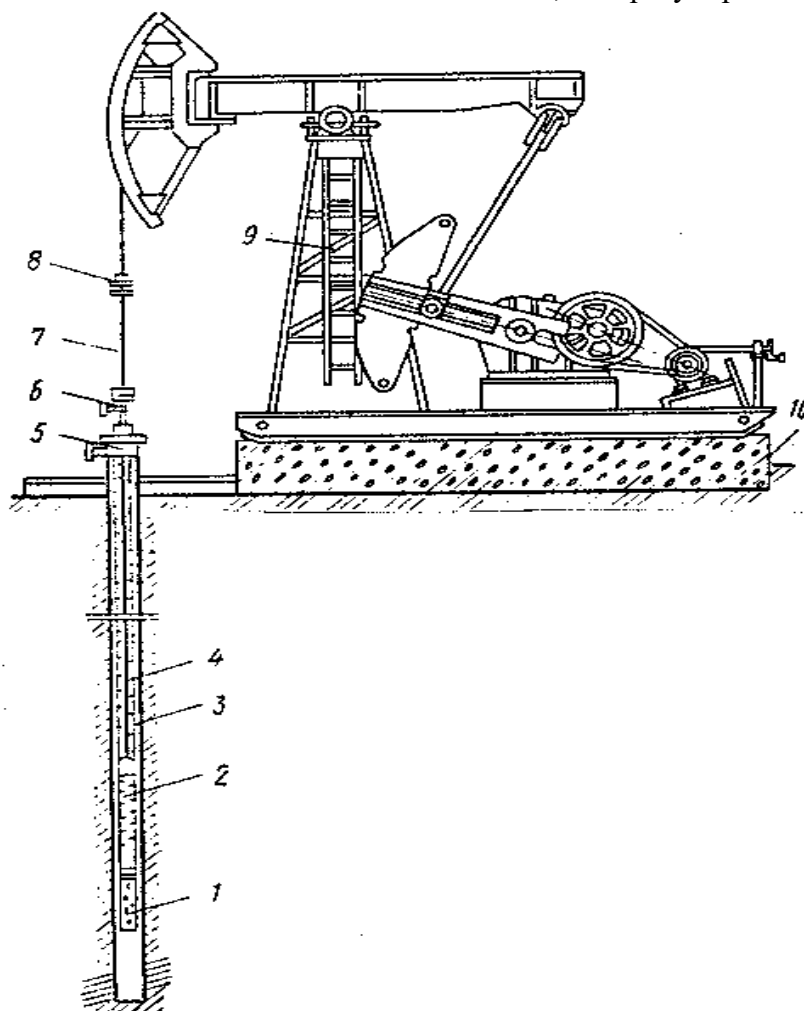


Рисунок 3 – Схема штанговой насосной установки

В шифре, например, СКД8-3,0-4000, указано Д – дезаксиальный; 8 – наибольшая допускаемая нагрузка $P_{\max}$ на головку балансира в точке подвеса штанг, умноженная на 10 кН; 3,0 – наибольшая длина хода устьевого штока, м; 4000 – наибольший допускаемый крутящий момент $M_{\text{кр.}\max}$ на ведомом валу редуктора, умноженный на 10^{-2} кН·м.

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных

скважин жидкостей с температурой не более 130°C, обводненностью не более 99 % по объему, вязкостью до 0,3 Па·с, минерализацией воды до 10 г/л, содержанием механических примесей до 3,5 г/л, свободного газа на приеме не более 25 %, сероводорода не более 50 мг/л и концентрацией ионов водорода pH 4,2-8,0.

Стандарт предусматривает выпуск двух схем штанговых насосов: вставных и невставных. Основное принципиальное их отличие в том, что цилиндр невставного насоса встроен в колонну НКТ и для замены насоса необходим подъем колонны НКТ. Вставной насос опускается в трубы НКТ на штангах и крепится в нужном месте колонны с помощью специального фиксирующего устройства, называемого замковой опорой. Применение вставных насосов значительно ускоряет ремонт скважины, так как для его смены требуется подъем лишь штанговой колонны. В то же время невставной насос значительно проще по конструкции и не требует применения замковой опоры. Невставные насосы получили широкое распространение для подъема больших объемов жидкостей из относительно небольших глубин, вставные же насосы более удобны в глубоких скважинах.

Скважинные насосы по ОСТ 26-16-06-86 выпускают следующих типов: НВ1 вставной с замком наверху, НВ2 вставной с замком внизу, НН невставной без ловителя, НН1 невставной с захватным штоком, НН2 невставной с ловителем.

Пример обозначения насосов по ОСТ 26-16-06-86:

XXX X - XX - XX - XX - X
1 2 3 4 5 6

1. Тип насоса: НВ1, НВ2, НН, НН1, НН2.

2. Исполнение насоса по конструкции цилиндра и конструктивным особенностям самого насоса:

Б – безвтулочный, толстостенный цельный цилиндр;

С – втулочный, составной цилиндр;

И – износостойкое исполнение. Буква И ставится в конце обозначения насоса и означает, что насос предназначен для работы в средах с содержанием механических примесей от 1,3 до 3,5 г/л; если этой буквы нет, то насос предназначен для работы в средах с содержанием механических примесей до 1,3 г/л;

Т – насос с полым штоком. Данные насосы предназначены для работы с полыми штангами, причем подъем откачиваемой жидкости осуществляется по внутреннему каналу полых штанг;

А – насос с автосцепом колонны штанг с плунжером. Применяется только для насосов НН;

Д1, Д2 – специальные двухплунжерные насосы для откачки высоковязких, газированных жидкостей или для утяжеления низа штанговой колонны при ходе плунжера вниз.

3. Условный диаметр насоса в миллиметрах. Стандарт предусматривает выпуск насосов условным диаметром 29, 32, 38, 44, 57, 70, 95 и 102 мм. Условный диаметр насоса определяется диаметром плунжера и может не совпадать с фактическим его значением. Например, насосы условным диаметром 32 мм будут иметь разброс фактических диаметров плунжеров от 31,9 до 32,425 с шагом 0,025 мм.

4. Максимальный ход плунжера в миллиметрах, уменьшенный в 100 раз.

5. Напор в метрах водяного столба, уменьшенный в 100 раз.

6. Группа посадки 0, 1, 2, 3 по степени увеличения зазора между плунжером и цилиндром.

В УШСН наиболее ответственное и слабое звено – колонна насосных штанг – проводник энергии от привода, расположенного на поверхности.

В связи с этим разработаны насосные установки с переносом привода (первичного

двигателя) в скважину к насосу. К ним относятся установки погружных центробежных, винтовых и диафрагменных электронасосов. Электроэнергия в этом случае подается по кабелю, закрепленному на НКТ.

Область применения УЭЦН – это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10...1300 м³/сут и высотой подъема 500...2000м.

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК – коррозионностойкое.

Установка (рис. 4) состоит из погружного насосного агрегата, кабельной линии, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции).

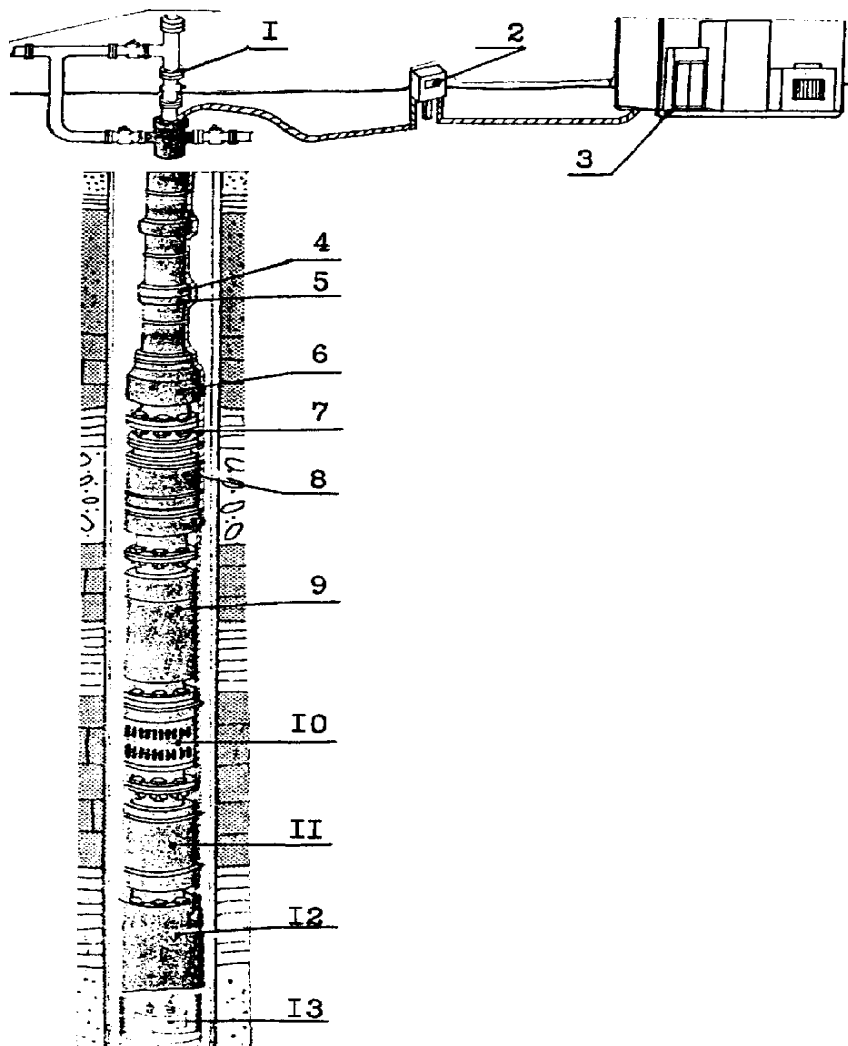


Рисунок 4 – Установка погружного центробежного насоса:

- 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

Задания

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного понимания назначения и конструкции оборудования насосных скважин.

Сделать эскиз штанговой насосной установки и установки погружного центробежного насоса.

Проработать шифр штанговых насосов и установки погружного центробежного насоса.

Примеры обозначения.

Насос НН2Б-44-30-12-1 – насос невставной с ловителем, цилиндр цельный безвтулочный, условный диаметр 44 мм, максимальный ход плунжера 3000 мм, напор 1200 м, 1 группа посадки, нормальное исполнение.

Насос НВ1БТ-32-30-15-0И – насос вставной с замком наверху, цилиндр цельный безвтулочный, полый шток для подъема жидкости по полым штангам, условный диаметр 32 мм, максимальный ход плунжера 3000 мм, напор 1500 м, 0 группа посадки, износостойкое исполнение.

Насос НВ1БД1-38/57-25-12-2 – насос вставной с замком наверху, цилиндр цельный безвтулочный, насос двухплунжерный специальный, один плунжер – верхний с условным диаметром 57 мм, другой – нижний 38 мм, максимальный ход плунжера 2500 мм, напор 1200 м, 2 группа посадки, нормальное исполнение.

УЭЦНМК5-125-1300 – установка электроцентробежного насоса модульного и коррозионно-стойкого исполнения; 5 – группа насоса; 125 – подача, м³/сут; 1300 – развиваемый напор, м вод. ст.

Вопросы к практическому занятию

1. Устройство штанговой насосной установки.
2. Шифр штанговых насосов.
3. Устройство установки погружного центробежного насоса.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Определение подачи и параметров работы штангового насоса

Подача глубиннонасосной установки определяется по следующей формуле

$$Q = 1440 \frac{\pi \cdot D^2}{4} S_0 \cdot n \cdot \rho \cdot \eta, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (1)$$

где 1440 – число минут в сутках; D – диаметр плунжера насоса, м; S_0 – длина хода головки балансира (сальникового штока), м; n – число качаний (двойных ходов) в минуту; ρ – относительная плотность жидкости; η – коэффициент подачи насосной установки.

Формула (1) связывает пять переменных параметров, из которых можно определить любой при известных четырех других.

Для ускорения расчетов по определению подачи штанговых насосов можно воспользоваться номограммой Иванова (рис. 1). На практике чаще всего приходится определять Q , D и η , при этом произведение длины хода сальникового штока S на число качаний в минуту n принимают таким, чтобы оно не выходило из пределов, указанных в технических характеристиках станков-качалок. Следует ориентироваться на S_{max} , при котором Sn изменяется от 22,5 до 4,5, что соответствует скорости движения плунжера 0,75 – 1,5 м/с.

Определим по номограмме (рис. 1) фактическую подачу насоса $Q_{ф}$ при следующих условиях: $D = 68$ мм, $S = 1,8$ м, $n = 15$, $\eta = 0,75$ и $\rho = 900$ кг/м³. Для этого на левой ветви оси абсцисс найдем точку, соответствующую заданному значению n , затем проведем вертикаль вверх до значения S , а из полученной точки проведем горизонталь вправо до пересечения с лучом D , после чего опустим вертикаль до луча η в четвертом квадранте и, наконец, проведем горизонталь влево до оси ординат, где и найдем фактическую подачу

насоса $Q_{\phi} = 105 \text{ м}^3/\text{сут.}$

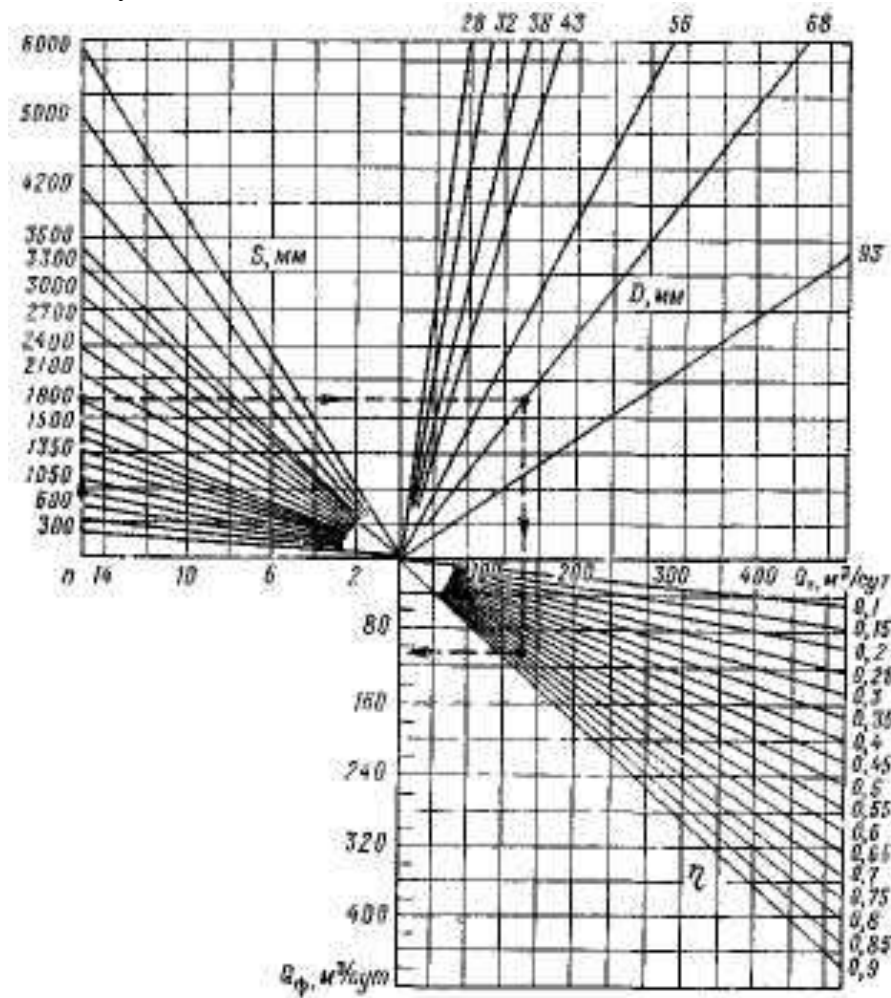


Рисунок 1 – Номограмма для определений параметров работы штангового насоса

Определение коэффициента подачи насосной установки

Определение коэффициента подачи насоса, учитывающего упругие удлинения насосных труб и штанг, требует длительных расчетов. Для облегчения и ускорения расчетов можно пользоваться номограммами (рис. 2, 3), построенными с использованием следующих формул:

1. Коэффициента подачи, учитывающего упругие удлинения насосных труб и штанг от действия статических сил,

$$\eta_1 = 1 - \frac{10^5 P_{\text{жс}} L}{S_{\sigma} E} \left(\sum \frac{1}{f_{\text{ш}}} + \frac{1}{f_m} \right). \quad (2)$$

2. Коэффициента подачи, учитывающего выигрыш хода за счет инерционных сил,

$$\eta_2 = \frac{225 L^2 n^2}{10^{12}}. \quad (3)$$

Общий коэффициент подачи $\eta = \eta_1 + \eta_2$.

В формулах (2) и (3) L – глубина спуска насоса, м; S – длина хода головки балансира, м; n – число ходов насоса в минуту; $P_{\text{жс}}$ – вес столба жидкости над плунжером насоса, Н; $f_{\text{ш}}$ – площадь сечения насосных штанг, см²; f_m – площадь сечения насосных

труб, см²; E – модуль упругости металла, Па; $\sum \frac{1}{f_{ш}}$ – сумма значений $\frac{1}{f_{ш}}$ для ступенчатой колонны насосных штанг.

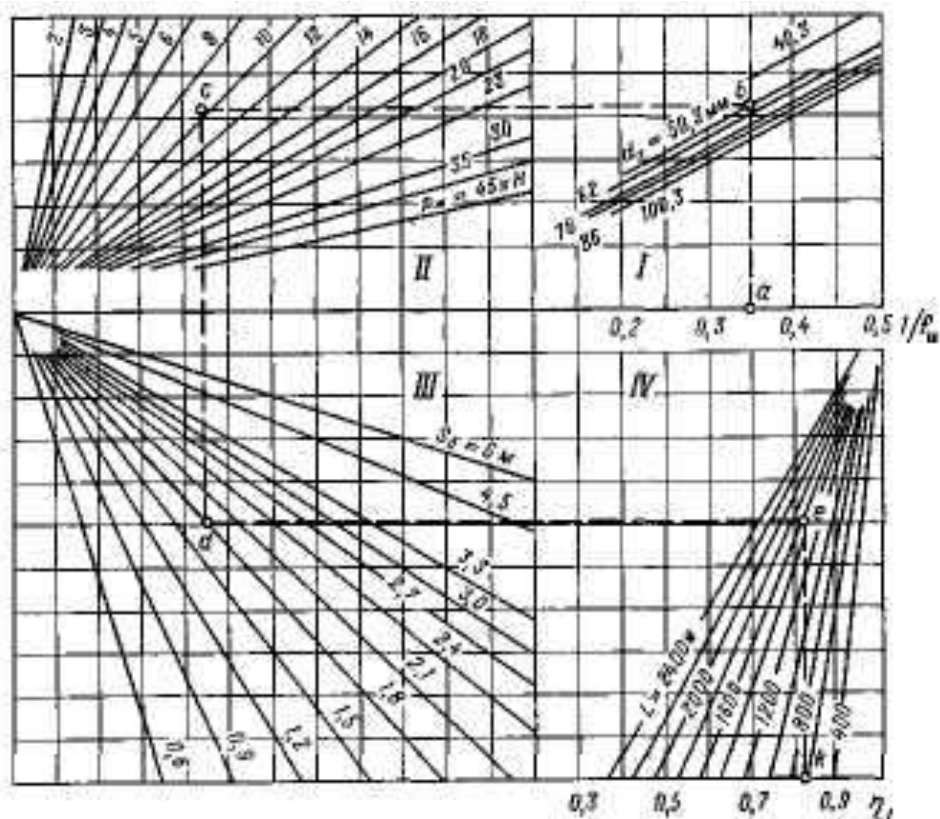


Рисунок 2 – Номограмма для определения коэффициента подачи насоса η_1

Номограммы на рис. 2 и 3 дают возможность определять отдельно значения η_1 и η_2 . Номограмма на рис. 2 построена следующим образом: на оси абсцисс квадранта I отложены значения $\frac{1}{f_{ш}}$. В квадрante I нанесены линии, соответствующие разным диаметрам насосных труб, а в квадрante II – величинам $P_{ж}$; в квадрante III приведены значения $S_{ш}$ и в квадрante IV – величины L и η_1 .

В номограмме на рис. 3 нанесены значения n и L для определения η_2 .

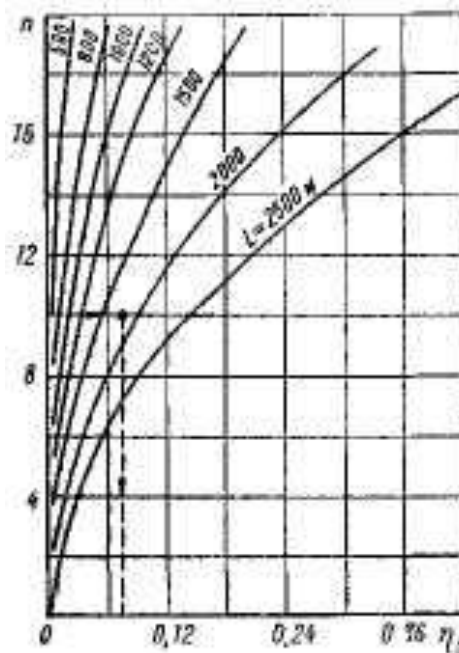


Рисунок 3 – Номограмма для определения коэффициента подачи насоса η_2
 Вес столба жидкости определяется по формуле

$$P_{жс} = h_0 \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot F, \quad (4)$$

где h_0 – глубина до динамического уровня, м; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, кг/м³; F – площадь сечения плунжера насоса, м².

$$h_0 = H - \frac{P_z}{\rho_{жс} g}, \quad (5)$$

где H – глубина скважины, м; P_z – забойное давление, Па.

Упругие удлинения насосных труб и штанг

$$\lambda_{y\partial} = S_{\delta} (1 - \eta_1).$$

Увеличение длины хода плунжера за счет инерционных сил

$$\lambda_u = S_{\delta} \cdot \eta_2.$$

Методика и порядок выполнения работы

1. Рассчитать по формуле (1) и проверить по номограмме Иванова подачу глубиннонасосной установки при известных данных D , S , n , η и ρ .
2. По номограмме Иванова определить диаметр плунжера насоса D при известных данных Q_{ϕ} , S , n , η и ρ . Подтвердить расчетом.
3. Определить общий коэффициент подачи насосной установки η , а также величины $\lambda_{y\partial}$ и λ_u при известных данных L , H , D_n , $d_{ш}$, d_m , P_z , S_{δ} , n и $\rho_{жс}$. Q_{ϕ} , S , n , η и $\rho_{жс}$.
4. Определить давление на приеме насоса при известных данных $P_{ш}$, $P'_{ш}$, $P_{в.м.т}$, $D_{пл}$ и $H_{сп}$.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Определение нагрузок на головку балансира станка-качалки

Нагрузки, действующие при работе глубинного насоса в точке подвески насосных штанг, состоят из:

- 1) статических нагрузок от веса насосных штанг и жидкости, а также сил трения плунжера в цилиндре насоса и сил трения насосных штанг о трубы;
- 2) динамических нагрузок, вызываемых силами инерции движущихся масс насосных штанг в жидкости, а также вибрацией штанг.

Нагрузки на штанги, вызванные этими причинами, действуют одновременно, и для практических целей необходимо знать их совокупное действие.

Максимальную нагрузку на головку балансира можно определить по различным формулам в зависимости от режима откачки жидкости.

По статической теории расчета учитываются только статические усилия (вес штанг и жидкости) и максимальное значение сил инерции. По исследованиям А. Н. Адонина, граница между статическим и динамическим режимами при откачке жидкости с больших глубин находится в зоне значений параметров $\mu = \omega L/a = 0,35 - 0,45$ (ω – угловая скорость вращения кривошипов, рад; a – скорость распространения звука в металле штанг, м/с. $a = 5100$ м/с).

В настоящее время применяются в основном режимы с $\mu < 0,5$. Указанные значения μ ограничивают большую область статического режима работы штанговых насосов на глубинах до 1000 – 1200 м, а также тихоходную работу на больших глубинах. За пределами этой области, т. е. при значительном увеличении глубины и скорости откачки, следует применять динамическую теорию расчёта.

1. Максимальная нагрузка по элементарной (статической) теории определяется по формуле

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{ш}} (b + m),$$

где $P_{\text{ж}}$ – вес столба жидкости над плунжером высотой, равной глубине установки насоса L , Н

$$P_{\text{ж}} = F_{\text{пл}} \cdot L \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g / 10^4,$$

где $F_{\text{пл}}$ – площадь сечения плунжера, см²; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, г/см³.

Полный вес насосных штанг

$$P_{\text{ш}} = \sum q_i l_i.$$

Здесь q_i – вес 1 м i -ой секции насосных штанг длиной l_i .

Коэффициент потери веса штанг в жидкости b равен

$$b = (\rho_{\text{ш}} - \rho_{\text{ж}}) / \rho_{\text{ш}},$$

где $\rho_{\text{ш}}$ – плотность материала штанг.

Фактор динамичности m равен

$$m = S n^2 / 1440,$$

где S – длина хода сальникового штока, м; n – число качаний в минуту.

2. Максимальная нагрузка на основе динамической теории А. С. Вирновского с учетом собственных колебаний колонны штанг определяется по формуле

$$P_{\max} = P_{\text{ш}} + P_{\text{ж}} + \frac{1}{3} a \frac{D_{\text{пл}}}{d_{\text{ш}}} \sqrt{\frac{S \omega^2}{g}} (P_{\text{ш}} + 0,3 \varepsilon P_{\text{ж}}) \sqrt{a_1 \psi - \frac{\lambda}{S}} + a^2 \frac{S \omega^2}{2g} P_{\text{ш}} \left(1 - \frac{\psi}{2} \right) \left(a_1 - \frac{2\lambda}{\psi S} \right),$$

где $P_{\text{ш}}$ – полный вес колонны насосных штанг, Н; $P_{\text{ж}}$ – вес столба жидкости между плунжером и штангами, определяемый из выражения

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g (F_{\text{пл}} \cdot L - \sum f_i l_i),$$

где f_i – площадь сечения i -ой секции насосных штанг длиной l_i ;

$d_{\text{ш}}$ – средний диаметр колонны насосных штанг; λ – удлинение штанг от веса столба жидкости, определяемое по формуле

$$\lambda = \frac{F_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot L^2}{E \cdot f_{\text{ш}}},$$

где $f_{\text{ш}}$ – средняя площадь поперечного сечения штанг с $d_{\text{ш}}$;

a и a_1 –

коэффициенты, зависящие от кинематики станка-качалки: коэффициент a – отношение угла поворота кривошипа $\pi/2$ к углу его поворота φ (считая от начального неподвижного положения), при котором скорость достигает максимума. a_1 определяется из равенства

$$a_1 = \frac{2r}{S}.$$

Здесь r – радиус кривошипа, м;

ε – отношение площадей просвета

$$\varepsilon = \frac{F_{nl} - f_{ш}}{f_m - f_{ш}}.$$

ψ – коэффициент, равный

$$\psi = \frac{f'_m}{f'_m + f'_{ш}}.$$

Здесь f'_m – площадь сечения труб по металлу.

На основе экспериментальных работ, проведенных в АзНИИ Адониным, были установлены пределы применимости формулы Вирновского:

А. Н.

А. С.

$$\mu = \frac{\omega \cdot L}{a} = 0,785.$$

$$n = \frac{38500}{L} - 2.$$

3. Максимальная нагрузка на основе динамической теории по формуле И. А. Чарного

$$P_{\max} = P_{жс} + P_{ш} \left(b + \frac{S \cdot n^2 \operatorname{tg} \mu}{1800 \mu} \right).$$

В этой формуле $\frac{\operatorname{tg} \mu}{\mu}$ – коэффициент, учитывающий вибрацию штанг, а μ – параметр, характеризующий режим откачки, равный 0,455 рад./с.

4. Максимальная нагрузка на основе динамической теории по эмпирической формуле А. Н. Адонина

$$P_{\max} = P_{ш} + P_{жс} + (P_{ш} + \varepsilon P_{жс}) \frac{m \cdot r \cdot n^{2,24-3,3L \cdot 10^{-4}}}{900} + 2500S,$$

где m – кинематический коэффициент, который равен

$$m = \frac{1 + \frac{r}{l_{ш}}}{\sqrt{1 - \left(\frac{r}{l_{ш}} \right)^2}},$$

где $l_{ш}$ – длина шатуна, м.

Методика и порядок выполнения работы

Определить максимальную нагрузку на головку балансира станка-качалки по формулам А. С. Вирновского, И. А. Чарного и А. Н. Адонина и сравнить полученные результаты.

Исходные данные: глубина подвески вставного насоса $L = 1800$ м; диаметр плунжера насоса $D_{nl} = 28$ мм; внутренний диаметр насосных труб $d_m = 50,3$ мм; колонна насосных штанг двухступенчатая – длина штанг верхней ступени с $d'_{ш} = 22$ мм составляет

28%, или $l_1 = 504$ м, и длина штанг нижней ступени с $d_{ш}'' = 19$ мм составляет 72%, или $l_2 = 1296$ м; станок-качалка СКН10-2И5; длина хода сальникового штока $S = 2,1$ м; число качаний в минуту $n = 12$; плотность жидкости $\rho_{ж} = 900$ кг/м³; модуль упругости для стали $E = 0,21$ ТПа.

Определим угловую скорость кривошипов

$$\omega = \pi \cdot n / 30 = 3,14 \cdot 12 / 30 = 1,26.$$

Параметр μ , характеризующий режим откачки, будет

$$\mu = \omega L / a = 1,26 \cdot 1800 / 5100 = 0,445.$$

Найденное значение μ находится на границе между статическим и динамическим режимами откачки жидкости.

1. Максимальная нагрузка по элементарной (статической) теории.

Вес столба жидкости над плунжером высотой, равной глубине установки насоса

$$P_{ж} = 6,15 \cdot 1800 \cdot 0,9 \cdot 9,81 / 10^4 = 9,8 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Полный вес насосных штанг

$$P_{ш} = 30,8 \cdot 504 + 23,1 \cdot 1296 = 45,5 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Здесь q_1 и q_2 – вес 1 м насосных штанг диаметром 22 и 19 мм соответственно.

Коэффициент потери веса штанг в жидкости b равен

$$b = (7850 - 900) / 7850 = 0,885.$$

Фактор динамичности m равен

$$m = 2,1 \cdot 12^2 / 1440 = 0,21.$$

Следовательно, имеем максимальную нагрузку

$$P_{max} = 9,8 \cdot 10^3 + 45,5 \cdot 10^3 (0,885 + 0,21) = 59,6 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

2. Максимальная нагрузка на основе динамической теории

А. С.

Вирновского с учетом собственных колебаний колонны штанг.

Вес столба жидкости между плунжером и штангами

$$P_{ж} = \frac{900}{10^4} \cdot 9,81 (6,15 \cdot 1800 - 3,8 \cdot 504 - 2,83 \cdot 1296) = 4,86 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Средний диаметр колонны насосных штанг, эквивалентный диаметрам двухступенчатой колонны с учетом их процентного соотношения

$$d_{ш} = (22 \cdot 28 + 19 \cdot 72) / 100 = 19,9 \text{ мм.}$$

Удлинение штанг от веса столба жидкости

$$\lambda = \frac{6,15 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 1800^2}{0,21 \cdot 10^{12} \cdot 3,1} = 0,271 \text{ м.}$$

Для СКН10-2И5 при $S = 2,1$ м $a = 1,15$; коэффициент a_1 определяется из равенства

$$a_1 = \frac{2 \cdot 0,86}{2,1} = 0,82.$$

Здесь $r = 0,86$ м при $S = 2,1$ м.

Отношение площадей просвета

$$\varepsilon = \frac{6,15 - 3,1}{19,8 - 3,1} = 0,18,$$

где $f_m = 19,8 \text{ см}^2$ – площадь проходного сечения 50-мм насосных труб.

$$\psi = \frac{8,68}{8,68 + 3,1} = 0,74..$$

Здесь $f_m' = 8,68 \text{ см}^2$ – площадь сечения 60-мм труб по металлу.

Подставив в формулу А. С. Вирновского найденные числовые величины, получим

$$P_{\max} = 45,5 \cdot 10^3 + 4,86 \cdot 10^3 + \frac{1,15}{3} \cdot \frac{28}{19,9} \sqrt{\frac{2,1 \cdot 1,26^2}{9,81}} (45,5 \cdot 10^3 + 0,3 \cdot 0,18 \cdot 4,86 \cdot 10^3) \times \\ \times \sqrt{0,82 \cdot 0,74 - \frac{0,271}{2,1}} + 1,15^2 \frac{2,1 \cdot 1,26^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 45,5 \cdot 10^3 \left(1 - \frac{0,74}{2}\right) \left(0,82 - \frac{2 \cdot 0,271}{0,74 \cdot 2,1}\right) = 63,5 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Пределы применимости формулы А. С. Вирновского:

$$\mu = \frac{\omega \cdot L}{a} = 0,785.$$

Подставив вместо угловой скорости кривошипов ω ее значение $\pi \cdot n / 30$, найдем предельное число качаний

$$n = \frac{38500}{1800} - 2 = 19 \text{ кач/мин.}$$

В нашей задаче $\mu = 0,445$ и $n = 12$. Поэтому формула А. С. Вирновского применима.

3. Максимальная нагрузка на основе динамической теории по формуле И. А. Чарного

$$\mu = 0,455 \text{ рад./с} = 0,445 \cdot 180 / 3,14 = 25,4 \text{ градус/с}$$

$$\frac{\operatorname{tg} 25,4}{0,445} = \frac{0,47}{0,445} = 1,055.$$

$$P_{\max} = 9,81 \cdot 10^3 + 45,5 \cdot 10^3 \left(0,885 + \frac{2,1 \cdot 12^2}{1800} \cdot 1,055\right) = 58,1 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

4. Максимальная нагрузка на основе динамической теории по эмпирической формуле А. Н. Адонина

$$m = \frac{1 + \frac{0,86}{3,3}}{\sqrt{1 - \left(\frac{0,86}{3,3}\right)^2}} = 1,3.$$

$$P_{\max} = 45,5 \cdot 10^3 + 9,8 \cdot 10^3 + (45,5 + 0,18 \cdot 9,8) 10^3 \cdot \frac{1,3 \cdot 0,86 \cdot 12^{2,24-3,3 \cdot 1800 \cdot 10^{-4}}}{900} + \\ + 2500 \cdot 2,1 = 64 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

Как видно из расчетных данных, наибольшие нагрузки на головку балансира получаются при использовании формул динамической теории А. С. Вирновского и А. Н. Адонина. По этим же формулам получено наибольшее совпадение с результатами непосредственного замера динамографом нагрузок, действующих на сальниковый шток.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Динамографирование работы штанговой глубиннонасосной установки

Динамографированием называют измерение нагрузок, испытываемых штангами при работе глубиннонасосной установки. На нефтедобывающих предприятиях применяются главным образом гидравлические динамографы конструкции Г.М.Мининзона.

Карманный динамограф ГДМ-3 (рис.1) состоит из двух основных узлов: измерительного и регистрирующего. В измерительный узел входят: мессдоза

11, представляющая собой полость 10, заполненную спиртом и перекрытую металлической или резиновой мембраной, на которую опирается поршень 9; геликоидальная (трубчатая) пружина 7, соединенная с мессдозой капилляром 8, и рычаг 12.

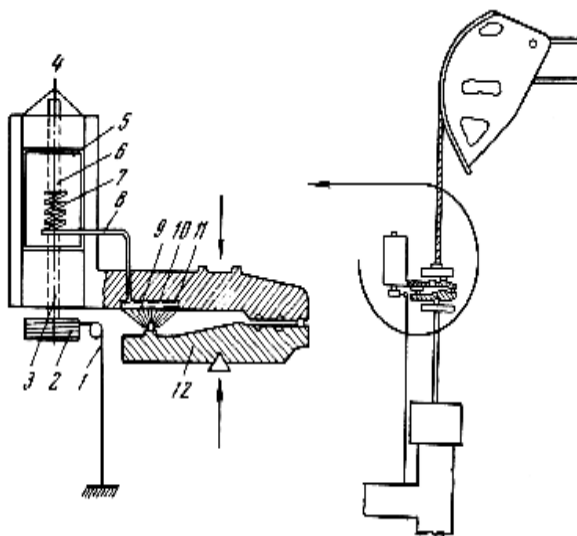


Рисунок 1 - Динамограф ГДМ-3

Измерительный узел вставляется между траверсами подвески штанг таким образом, чтобы их растягивающие усилия преобразовывались в усилия, сжимающие мессдозу (рычаг 12 давит на поршень 9, который в свою очередь давит на мембрану).

Регистрирующий узел состоит из ходового винта 3, столика-самописца 5, шкива 2 и пера 6, прикрепленного к геликоидальной пружине.

Создаваемое нажатием поршня давление жидкости в полости мессдозы, капилляре и геликоидальной пружине раскручивает последнюю на угол, величина которого прямо пропорциональна растягивающему усилию на штанги. Во время раскручивания перо 6 чертит на диаграммном бланке, прикрепляемом к столику самописца 5, линию нагрузки. Динамограф вместе со штангами совершает движение вверх и вниз.

При ходе вверх нить 1, прикрепленная к неподвижной части устьевого оборудования, сматывается со шкива 2, заставляя его вращаться вместе с ходовым винтом 3. При этом ходовая гайка (на чертеже не показана) со столиком самописца, к которому она жестко прикреплена, движется вместе с последним вверх по направляющим 4. В полости винта 3 имеется возвратная спиральная пружина (на чертеже не показана), которая при ходе вверх заводится, а при ходе вниз раскручивается, возвращая столик в начальное положение. При перемещении столика перо записывает на нем движение полированного штока в определенном масштабе. Масштаб записи перемещения зависит от диаметра шкива 2. В комплекте динамографа имеются сменные шкивы для масштабов 1:15, 1:30 и 1:45.

Чтобы по бланку динамографа можно было определять величины нагрузок на штанги, прибор предварительно калибруется (тарировается) на соответствующей установке (например, на разрывной машине).

Динамографы ГДМ-3 выпускаются на пределы измерений: 40, 80 и 10 кН. Допустимая погрешность прибора составляет $\pm 2\%$ предела измерения.

Динамограмма строится в прямоугольной системе координат (рис. 2). По оси абсцисс откладывается расстояние S точки подвески штанг от произвольно выбранной точки начала отсчета K (например, от верхней плоскости устьевого фланца), а по оси ординат – нагрузка на штанги P . Участок AB на динамограмме соответствует начальному

периоду движения штока вверх (растягивающее усилие увеличивается). Точка *Б* соответствует моменту открытия всасывающего клапана. В интервале *БВ* (продолжение хода вверх) нагрузка на штанги постоянна и равна P_1 . В интервале *ВГ* (ход вниз) со штанг снимается вес столба жидкости и в точке *Г* открывается нагнетательный клапан. В интервале *ГА* (продолжение хода) нагрузка на штанги минимальная и равна P_2 .

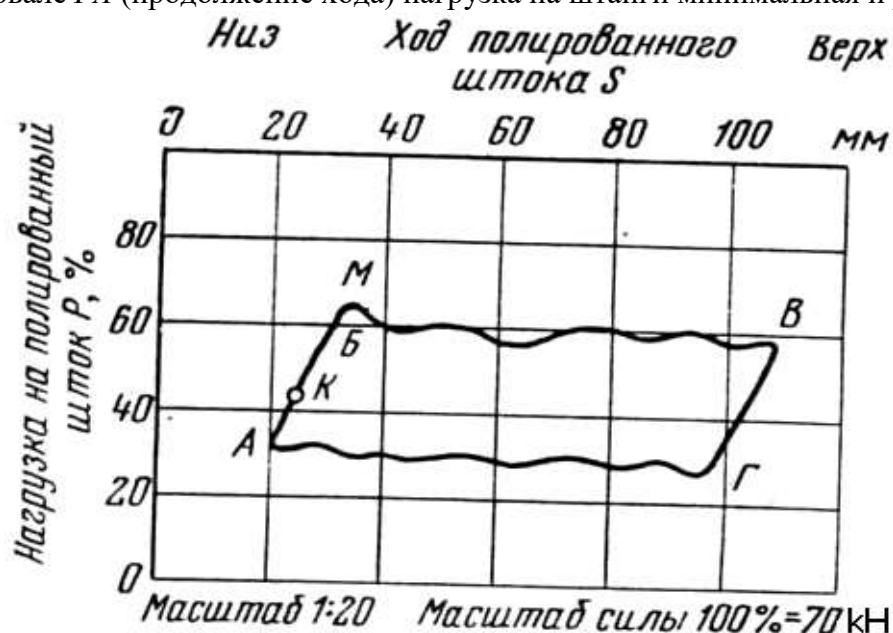


Рис. 2. Теоретическая динамограмма работы глубинного насоса

Анализ и обработка динамограмм глубинных насосов заключается в определении по ее форме и размерам условий работы подземного оборудования и показателей работы глубинного насоса.

В зависимости от условий работы подземного оборудования глубиннонасосной штанговой установки динамограмма имеет ту или иную форму, часто отличную от формы нормальной динамограммы, но более или менее одинаковую для определенных условий.

По форме динамограммы определяют качественные показатели работы глубинного насоса. Практические наиболее часто встречающиеся формы динамограмм работы глубиннонасосной штанговой установки показаны на рис. 3.

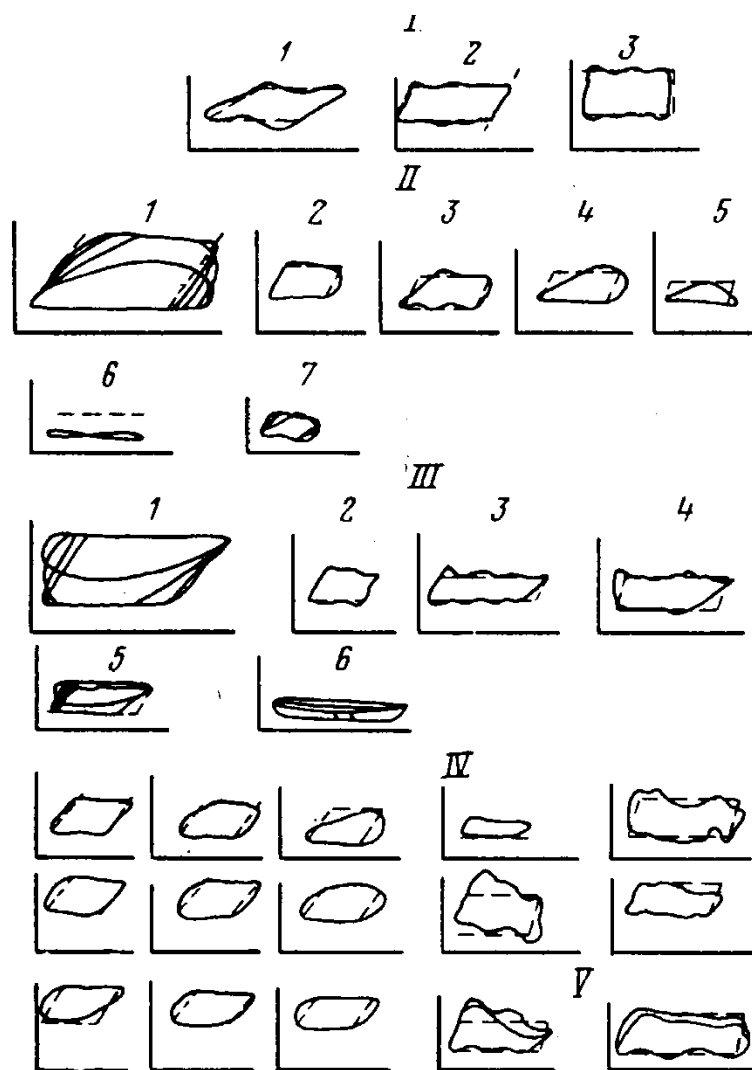
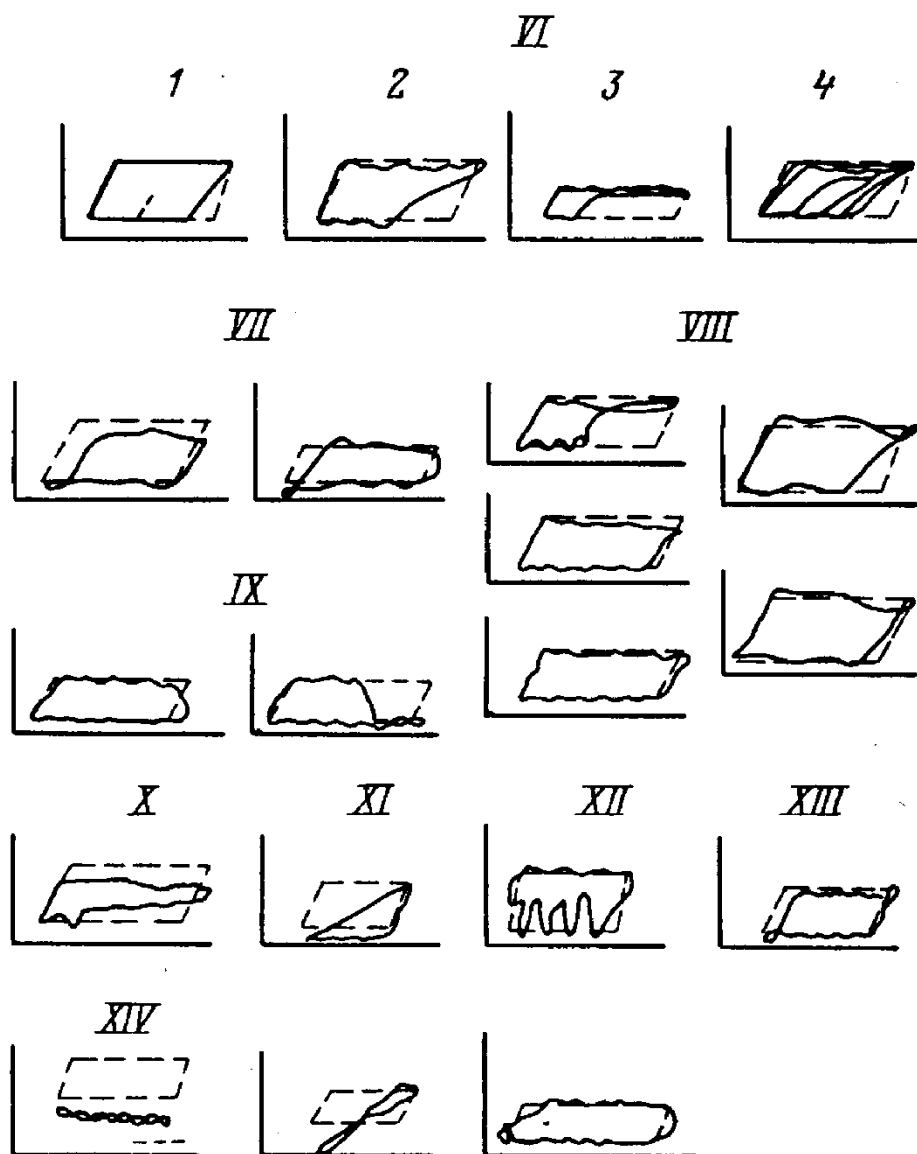


Рис. 3. Практические формы динамограмм

I – нормальная работа насоса: 1- при глубине спуска: большой; 2 – средней, 3 – малой; *II* – утечки в нагнетательной части: 1 – теоретические динамограммы, 2 – небольшая утечка, 3 – средняя утечка, 4 – большая утечка, 5 – срыв подачи утечкой, 6 – выход нагнетательной части из строя, 7 – переменная утечка; *III* – утечка в приемной части: 1 – теоретические динамограммы, 2 – небольшая утечка, 3 – средняя утечка, 4 – большая утечка, 5 – переменная утечка, приводящая к срыву подачи и выходу приемной части из строя, 6 – нет подачи; *IV* – одновременная утечка; *V* – утечка в трубах;



Продолжение рис. 3. Практические формы динамограмм

VI – влияние газа на работу насоса: 1 – теоретическая динамограмма, 2 – влияние пластового газа, 3 – откачка уровня до приема насоса, 4 – изменение контура при влиянии пластового газа; VII – низкая посадка; VIII – высокая посадка в насосе с захватным штоком; IX – высокая посадка в насосе без захватного штока; X – заедание песком; XI – прихват плунжера; XII – удары в стакане; XIII – низкая посадка и натяжка захватного штока; XIV – обрыв штанг или их отворот

Обработка динамограмм

При простейшей обработке динамограммы определяют количественные и качественные показатели работы глубиннонасосной установки: нагрузки на полированном штоке, длины хода плунжера и полированного штока, величины коэффициента наполнения насоса и т.п.

Измеряемую нагрузку P определяют умножением показания динамографа N (в % или в долях единицы) на масштаб усилий M_P (в кН / %)

$$P = N \cdot M_P, \text{ кН.} \quad (1)$$

Для точки M (см. рис. 2) усилие

$$P = 0,65 \cdot 70 = 45,50 \text{ кН.}$$

Перемещения полированного штока и плунжера определяют делением расстояния между заданными точками на масштаб перемещений, M_S , м/мм. Расстояние между двумя

точками по динамограмме определяют как разность показаний для этих точек по шкале перемещений.

Расстояние между перпендикулярами, опущенными из крайних точек динамограммы (точек *A* и *B*, см. рис. 2) на ось, соответствует ходу полированного штока $h_{ни}$.

В данном случае

$$h_{ни} = ab - 0a = 109 - 18 = 91 \text{ мм.} \quad (2)$$

Ход полированного штока

$$S_{ни} = h_{ни} : M_S = 91 : 1/20 = 1820 \text{ мм.} \quad (3)$$

Величина хода плунжера насоса соответствует расстоянию между перпендикулярами, опущенными на ось из точек *B* и *B*

$$h_{нл} = ab - 0S = 109 - 29 = 80 \text{ мм.} \quad (4)$$

Ход плунжера

$$S_{нл} = h_{нл} : M_S = 80 : 1/20 = 1600 \text{ мм.} \quad (5)$$

Потеря хода полированного штока равна

$$\Delta S = S_{ни} - S_{нл} = 1820 - 1600 = 220 \text{ мм.} \quad (6)$$

Коэффициент подачи насоса η ориентировочно определяется как отношение

$$\eta = S_{нл} : S_{ни} = 1600 : 1820 = 0,88 \quad (7)$$

Имея результаты расчета и анализа динамограммы, определяют возможные при этих условиях параметры: глубину спуска насоса H_n , диаметры плунжера $D_{нл}$ и штанг $d_{ш}$, давление столба жидкости p_n и другие.

Для упрощения расчетов пренебрежем силами трения и давлением на устье. Примем все штанги колонны одного диаметра.

Давление столба жидкости под насосом

$$p_n = \rho_{ж} g H_n, \text{ МПа} \quad (8)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости продукции скважины; g – ускорение свободного падения.

Из анализа динамограммы получают усилие в полированном штоке от веса штанг

$$P_{ш} = P_{min} = N_{min} \cdot M_p = \text{_____ кН.} \quad (9)$$

Усилие от веса жидкости

$$P_{ж} = P_{max} - P_{min} = (N_{max} - N_{min}) M_p = \text{_____ кН.} \quad (10)$$

Площадь плунжера диаметром $D_{нл}$

$$F_{нл} = \pi D_{нл}^2 / 4, \text{ м}^2. \quad (11)$$

Сила веса столба жидкости

$$P_{ж} = p_n F_{нл} = \rho_{ж} g H_n (\pi D_{нл}^2 / 4), \text{ кН.} \quad (12)$$

Откуда

$$H_n = 4P_{ж} / \rho_{ж} g \pi D_{нл}^2, \text{ м.} \quad (13)$$

Площадь сечения штанги диаметром $d_{ш}$

$$f_{ш} = \pi d_{ш}^2 / 4, \text{ м}^2. \quad (14)$$

Вес колонны штанг в жидкости

$$P_{ш} = (\pi d_{ш}^2 / 4) \cdot H_n (\rho_{ш} - \rho_{ж}), \text{ кН,} \quad (15)$$

где $\rho_{ш}$ – плотность материала штанг, $\rho_{ш} = 7,85 \text{ т/м}^3$.

Откуда с учетом уравнений (13) и (15)

$$d_{ш} = \sqrt{\frac{P_{ш} \rho_{ж} g D_{нл}^2}{(\rho_{ш} - \rho_{ж}) P_{ж}}}, \text{ м.} \quad (16)$$

Проведя сокращения и извлечение из-под корня, получаем отношение двух неизвестных диаметров

$$\frac{d_{ш}}{D_{пл}} = \sqrt{\frac{P_{ш} \rho_{ж} g}{P_{ж} (\rho_{м} - \rho_{ж})}} = \text{---}. \quad (17)$$

Воспользуемся рядами существующих размеров диаметров:

плунжеров, $D_{пл}$: 29, 32, 44, 57, 70, 95 мм;

штанг, $d_{шт}$: 12, 16, 19, 22, 25, 28 мм.

Выберем ориентировочно значения диаметров, при которых отношение равно вычисленному по (17), по табл. 1:

Таблица 1- Численные значения отношений диаметров штанг и плунжеров насосов $d_{ш} / D_{пл}$

		Диаметры плунжеров $D_{пл}$, мм					
		29	32	44	57	70	95
Диаметры штанг $d_{ш}$, мм	12	0,41	0,38	0,27	0,21	0,17	0,13
	16	0,55	0,50	0,36	0,28	0,23	0,17
	19	0,65	0,60	0,43	0,33	0,27	0,20
	22	0,76	0,69	0,50	0,39	0,31	0,23
	25	0,86	0,78	0,57	0,44	0,36	0,26
	28	0,96	0,87	0,64	0,49	0,40	0,29

Определяем глубину установки насоса по (13).

Ориентировочно определяем теоретическую подачу насоса при 10 ходах в минуту

$$Q_m = S_{ши} (\pi D_{пл}^2 / 4) \cdot \eta \cdot 10 \cdot 1440 = \text{---} \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (18)$$

Ориентировочно принимаем возможные шифры насосов по таблице 2, учитывая полученные значения диаметра плунжера $D_{пл}$, длину хода полированного штока $S_{ши}$, напор (глубину установки насоса) H_n и дебит скважины (подача насоса) при 10 ходах в минуту.

Таблица 2 - Области применения различных типов скважинных насосов и соответствующих колонн НКТ

Шифр насоса.	Условный Размер, мм	Подача (n=10), м ³ /сут.	Наибольшая длина хода, мм	Напор, м	Условный диаметр НКТ, мм
НН1С	29	8,8	900	1200	48
	32	10,4	900	1200	48
	44	19,7	900	1200	60
	57	33	900	1200	73
НН2С	32	35	3000	1200	48
	44	76,6	3500	1500	60
	57	128,5	3500	1200	73
	70	193,9	3500	1000	80
	95	357	3500	800	114
НН2Б	32	35	3000	1200	48
	44	98,5	4500	1500	60
	57	163,3	4500	1200	73
	70	249,3	4500	1000	80
	95	459,2	4500	800	114
	29	28,5	3000	2500	60
	32	35	3000	2200	60

НВ1С	38	57,5	3500	2000	73
	44	76,5	3500	1500	73
	57	128,5	3500	1200	89
НВ1Б	29	28,5	3000	2500	60
	32	36	3000	2200	60
	38	98	3000	2000	73
	44	131,3	6000	1500	73
	57	220,4	6000	1200	89
НВ2Б	НВ2Б	32	35	3000	3500
		38	98	6000	3500
		44	131,3	6000	3000
		57	220,4	6000	2500

Примечание: в условном обозначении насоса, например, НВ1Б-29-12-15 или НН12С-32-18-15, первые две буквы и цифра указывают тип насоса, следующие буквы – исполнение цилиндра (и насоса), первые 2 цифры – диаметр насоса, последующие – длину хода плунжера в мм и напор в м, уменьшенные в 100 раз.

Диаметр насосно-компрессорных труб $D_{нкт}$ прием по последней графе табл. 2.

Теоретическая мощность насоса

$$N_{нт} = p_m Q_m = \text{____}, \text{ кВт.} \quad (19)$$

Ориентировочно определяем шифр станка-качалки, который мог быть установлен на исследуемой, скважине по таблице 3:

Таблица 3 - Техническая характеристика станков-качалок

Типоразмер станка-качалки	Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	Номинальная длина хода устьевого штока, м
СК3-1,2-630	30	1,2
СК5-3-2500	50	3,0
СК6-2,1-2500	60	2,1
СК12-2,5-4000	120	2,5
СК8-3,5-4000	80	3,5
СК10-3-5600	100	3,0

Бланк анализа динамограммы включает исходные данные, графический анализ динамограммы, результаты работы, заключение и рекомендации.

Исходные данные.

Организация (шифр группы), оператор (фамилия, имя, отчество студента), дата, номер варианта задания, масштабы сил и перемещений.

Графический анализ динамограммы.

Копия динамограммы с координатной сеткой, перпендикулярами, опущенными на горизонтальную ось из точек А В В и Г, значениями определяемых по динамограмме величин длин ходов и нагрузки на полированный шток.

На копии динамограммы выделяют цветом характерные формы участков кривой, используемые для анализа и составления заключения.

Результаты расчетов.

Приводятся результаты расчетов: измеренная нагрузка на полированном штоке, наибольшая и наименьшая величина хода полированного штока и плунжера, потеря хода полированного штока, коэффициент подачи насоса, давление столба жидкости, вес штанг и жидкости, глубина спуска насоса, диаметры плунжера и штанг и др.

Заключение.

По результатам графического анализа динамограммы и расчетов делается

закключение об исправности насосной установки и конкретных нарушениях.

Рекомендации.

В конце приводятся рекомендации по исправлению работы установки, видам ремонта, указывается необходимое оборудование и инструмент. Форма бланка показана на рис.4.

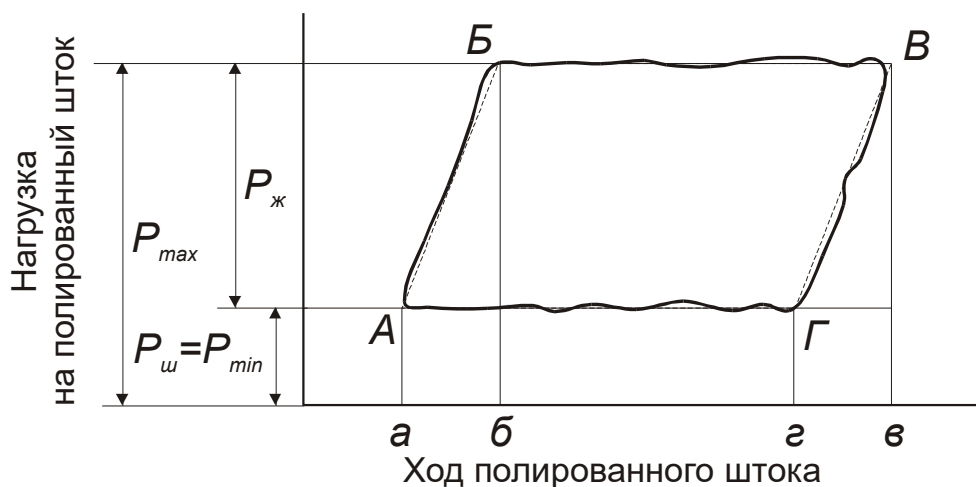
БЛАНК АНАЛИЗА ДИНАМОГРАММЫ

Организация _____

Оператор _____

Дата _____ Вариант задания _____

Масштаб силы 100% _____, кН. Масштаб перемещения _____ м/мм.



Ход полированного штока

$S_{ми} =$ _____, мм

Ход плунжера насоса

$S_{пл} =$ _____, мм

Потеря хода штока

$\Delta S =$ _____, мм

Коэффициент подачи

$\eta =$ _____

Давление столба жидкости

$p_n =$ _____, МПа

Вес штанг

$P_{ш} =$ _____, кН

Вес столба жидкости

$P_{жс} =$ _____, кН

Глубина спуска насоса

$H_n =$ _____, м

Диаметр плунжера насоса

$D_{пл} =$ _____, мм

Диаметр колонны штанг

$d_{ш} =$ _____, мм

Шифр насоса

Насосно-компрессорные трубы

$D_{нкт} =$ _____, мм

Теоретическая подача насоса

$Q_t =$ _____, м³/сут.

Гидравлическая мощность

$N_{гг} =$ _____, кВт

Шифр станка-качалки

Закключение

Рекомендации

Подпись оператора _____

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины

Известно множество различных методик подбора установки ПЦЭН, но большинство из них достаточно сложные.

Излагаемый ниже экспресс-метод подбора ПЦЭН базируется на результатах экспериментальных исследований работы погружных центробежных электронасосов на различных нефтяных месторождениях.

В основу метода подбора положены следующие экспериментально установленные факты:

1. Эффективность работы насоса определяется давлением у приема насоса и коэффициентом сепарации свободного газа у приема.
2. Реальные характеристики насосов могут существенно отличаться от паспортных.
3. Давление на выходе из насоса $p_{\text{вых}}$ определяется по соответствующим кривым распределения давления в подъемнике. Представленные экспериментальные кривые распределения давления справедливы при дебитах от 23 до 475 т/сут для диаметров подъемников 0,048 и 0,06 м при обводненности продукции 0 – 1.

Экспериментальные кривые распределения давления (рис. 1) приведены к давлению на устье скважины, равному нулю. При любом устьевом давлении давление на выходе из насоса находится так, как это показано на рис. 1 для следующих условий: $p_y = 1,5$ МПа, глубина спуска насоса $H_n = 855$ м, обводненность продукции $B = 0,2$. На оси давлений откладывают давление $p_y = 1,5$ МПа и проводят линию до пересечения с кривой 3, соответствующей обводненности $B = 0,2$, получая глубину $H = 395$ м. К этой глубине прибавляют глубину спуска насоса 855 м и получают глубину 1250 м. Из данной глубины проводят линию до пересечения с кривой 3 и получают давление на выкиде насоса $p_{\text{вых}} = 7,25$ МПа.

Суть метода подбора ПЦЭН заключается в построении гидродинамической характеристики скважины и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции подачи $H = f(Q)$.

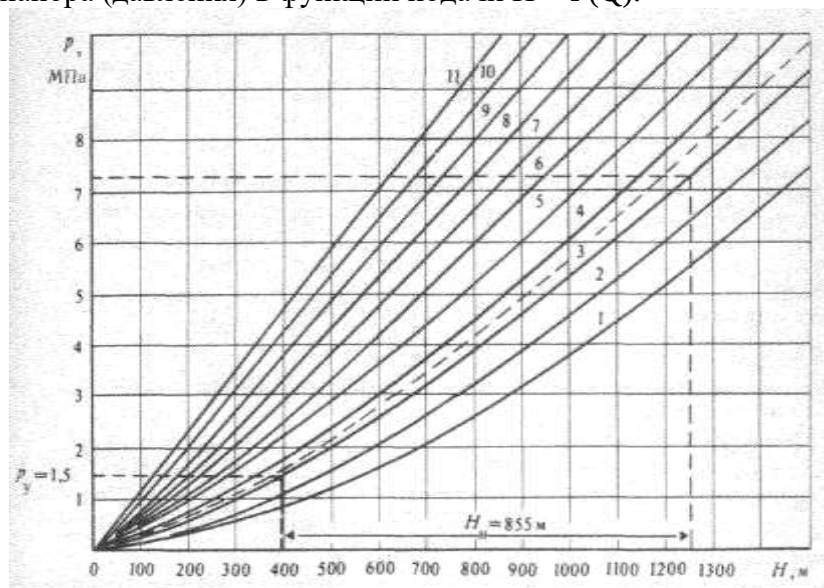


Рисунок 1 – Экспериментальные кривые распределения давления

Максимально возможный дебит скважины

$$Q = K_{\text{пр}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}), \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (1)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа, $p_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа.

Принимая давление на приеме насоса оптимальным $p_{\text{опт}}$, получаем

$$H_{\text{н}} = L_{\text{с}} + \frac{10^6 (p_{\text{опт}} + \frac{Q}{K_{\text{пр}}} - p_{\text{пл}})}{\rho'_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (2)$$

где $\rho'_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Таким образом, по (2) для заданного дебита Q и определенного давления $p_{\text{опт}}$ вычисляется глубина спуска насоса $H_{\text{н}}$. Затем по соответствующим кривым (рис. 1) в зависимости от обводненности и устьевого давления определяется давление на выходе насоса $p_{\text{вых}}$ при заданной подаче Q .

Давление $p_{\text{н}}$, необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле

$$p_{\text{н}} = p_{\text{вых}} - p_{\text{опт}}.$$

Напор

$$H = 10^6 \cdot p_{\text{н}} / \rho_{\text{ж}} \cdot g,$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач), вычисляют для каждого из них соответствующие $H_{\text{н}}$, $p_{\text{вых}}$, $p_{\text{н}}$, H и строят графическую зависимость $H = f(Q)$, которая совмещается с реальными характеристиками ПЦЭН (рис. 2). Точки пересечения характеризуют возможные совместные режимы работы системы.

Задача: Рассчитать гидродинамическую характеристику скважины, выбрать типоразмер ПЦЭН и глубину его спуска для следующих условий: глубина скважины $L_{\text{с}} = \underline{\hspace{1cm}}$ м, пластовое давление $p_{\text{пл}} = \underline{\hspace{1cm}}$ МПа, забойное давление $p_{\text{заб}} = \underline{\hspace{1cm}}$ МПа, коэффициент продуктивности скважины $K_{\text{пр}} = \underline{\hspace{1cm}}$ $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, объемная обводненность $B = \underline{\hspace{1cm}}$, давление на устье $p_{\text{у}} = \underline{\hspace{1cm}}$ МПа, $\rho'_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} = \underline{\hspace{1cm}}$ $\text{кг}/\text{м}^3$, оптимальное давление на приеме насоса $p_{\text{опт}} = \underline{\hspace{1cm}}$ МПа.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Пересчет характеристики центробежных насосов для вязких жидкостей

Характеристики центробежных насосов, рассчитанных и предназначенных для перекачки воды, при работе на нефти, имеющей отличную от воды вязкость, существенно изменяются. В результате увеличения сопротивления на трение в проточной части насоса уменьшаются подача, напор и к. п. д., а потребляемая мощность увеличивается. Характер кривых H , N и η нарушается вследствие изменения коэффициента трения, являющегося функцией числа Рейнольдса Re .

В настоящее время существует много способов пересчета характеристики центробежного насоса с воды на нефть. Пересчет характеристики производится при помощи поправочных коэффициентов к характеристике насоса, полученной при перекачке воды.

Рассмотрим метод пересчета, предложенный М. Д. Айзенштейном. На рис. 1 приводятся графики, построенные М. Д. Айзенштейном, на основании обобщения данных испытаний на воде и вязких жидкостях центробежных насосов различных быстроходностей. На этих графиках по оси ординат отложены: коэффициент напора $K_{\text{н}}$ для определения зависимости между напором при перекачке воды $H_{\text{вода}}$ и вязкой жидкости $H_{\text{нефть}}$; коэффициент подачи K_{Q} , устанавливающий зависимость между подачей насоса на

воде $Q_{\text{вода}}$ и вязкой жидкости $Q_{\text{нефть}}$ и коэффициент пересчета к. п. д. K_{η} насоса с воды $\eta_{\text{вода}}$ на вязкую жидкость $\eta_{\text{нефть}}$. За ось абсцисс принят параметр Рейнольдса, записанный в виде

$$R_e = \frac{Q_{\text{опт}}}{\nu \cdot D_{\text{экв}}},$$

где $Q_{\text{опт}}$ – оптимальная подача насоса; ν – кинематическая вязкость; $D_{\text{экв}}$ – эквивалентный диаметр колеса, определяемый по формуле

$$D_{\text{экв}} = \sqrt{4 \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot k},$$

где b_2 – ширина канала колеса на внешнем диаметре D_2 ; k – коэффициент стеснения потока лопатками на выходе.

$$k = \frac{t_2 - S_2}{t_2},$$

где t_2 – шаг лопаток; S_2 – толщина лопатки на внешней окружности колеса.

Построение характеристики для вязкой жидкости по характеристике насоса, полученной опытным путем на воде, производится на основании следующих предпосылок:

- 1) при неизменном числе оборотов колеса n для жидкостей, обладающих различной вязкостью, подача и напор насоса изменяются так, что коэффициент быстроходности π_s остается постоянным;
- 2) коэффициенты K_H , K_Q и K_{η} , полученные по графику (рис. 1) в диапазоне от $Q = 0,8 \cdot Q_{\text{норм}}$ до $Q = 1,2 \cdot Q_{\text{норм}}$ неизменны;
- 3) напор H_0 при $Q = 0$, остается неизменным для жидкостей любой вязкости.

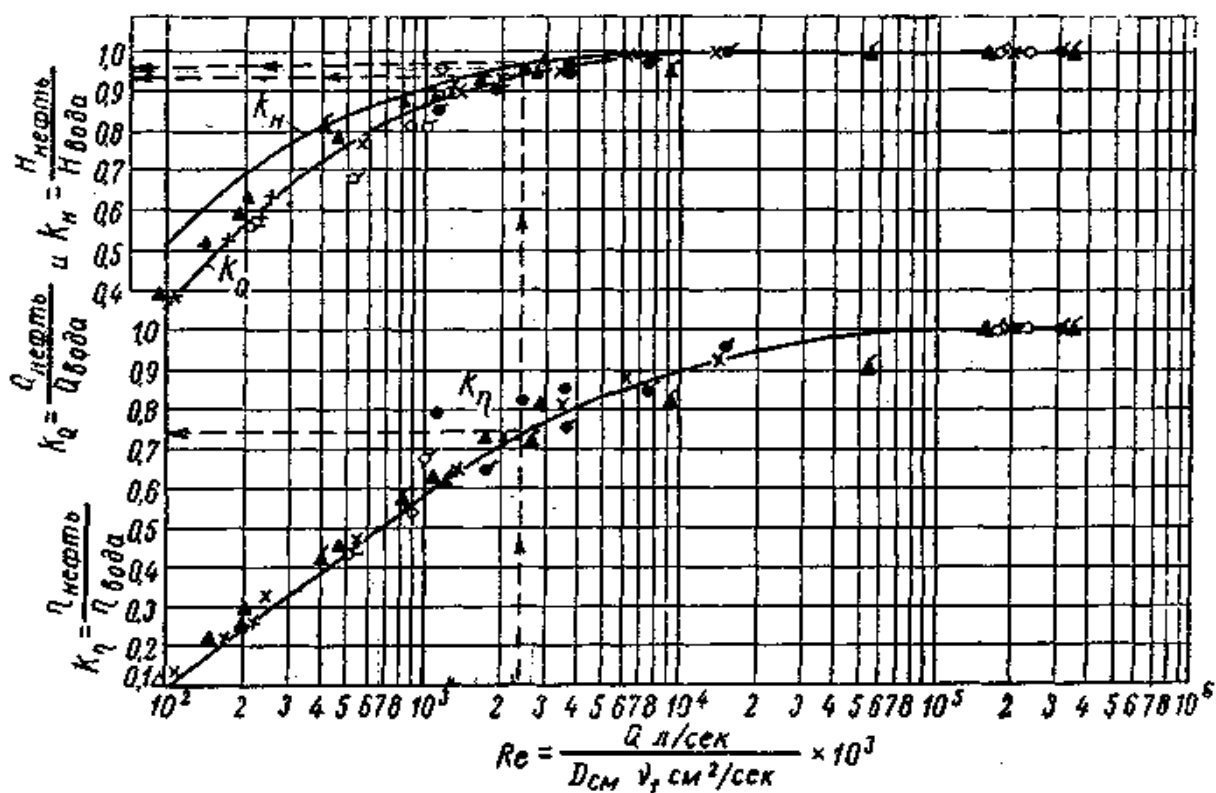


Рисунок 1 – График коэффициентов пересчета характеристик центробежных насосов с воды на вязкие жидкости.

K_H – коэффициент пересчета напора H ; K_Q – коэффициент пересчета подачи Q ; K_{η} – коэффициент пересчета к. п. д. η .

На рис. 1 даны значения коэффициентов K_n , K_Q и K_η в зависимости от числа Рейнольдса, откуда получим

$$Q_{\text{нефть}} = K_Q \cdot Q_{\text{вода}}$$

$$H_{\text{нефть}} = K_n \cdot H_{\text{вода}}$$

$$\eta_{\text{нефть}} = K_\eta \cdot \eta_{\text{вода}}$$

Из рассмотрения кривых коэффициентов K_n и K_Q видно, что для $Re > 7 \cdot 10^3$ величина коэффициентов K_n и K_Q мало отличается от единицы, т. е. увеличение гидравлических потерь при пересчете с воды на нефть незначительно.

Коэффициент K_η изменяется довольно значительно, что объясняется увеличением потерь на дисковое трение. Для потока жидкости режима $Re < 7 \cdot 10^3$ гидравлические потери существенно возрастают и заметно влияют на снижение к. п. д. центробежного насоса.

Определив значения $Q_{\text{нефть}}$, $H_{\text{нефть}}$ и $\eta_{\text{нефть}}$, можно вычислить мощность, потребляемую насосом

$$N_{\text{нефть}} = \frac{Q_{\text{нефть}} \cdot H_{\text{нефть}}}{\eta_{\text{нефть}}}$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Выбор вышки, оборудования и оснастки талевого системы для производства ремонтных работ в скважине

Выбор необходимой установки, оборудования и инструмента для ремонта скважин производят исходя из категории ремонта и вида предстоящих работ. Для ремонта скважин используются стационарные вышки, передвижные установки, мачты. Основным критерием для выбора типа установки и оборудования является их грузоподъемность и высота. В процессе ремонтных работ на вышку (мачту) действуют вертикальные и горизонтальные нагрузки. Выбор вышки производят по вертикальным нагрузкам, для чего определяют их максимальное значение, которое может испытывать вышка в процессе ремонта скважины.

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-200-98) допустимая нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины от расчётной массы бурильной колонны; 0,9 – от расчётной массы обсадной колонны; 1,0 – от величины указанного параметра при ликвидации прихвата.

Задача 1.1. Выбрать вышку, оборудование и оснастку талевого системы для производства работ в скважине, восстанавливаемой методом зарезки и бурения второго ствола. Исходные данные приведены в таблице 1.1.

Порядок решения задачи:

1. Определяем максимальную вертикальную нагрузку, действующую на вышку, по формуле:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{кр}} + P_{\text{хк}} + P_{\text{нк}} + P_{\text{мс}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{кр}}$ – максимальная нагрузка, действующая на крюк, кН;

$P_{\text{хк}}$, $P_{\text{нк}}$ – натяжение, соответственно, ходового и неподвижного концов талевого каната, кН;

$P_{\text{мс}}$ – вес талевого системы, кН.

2. Определим вес наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб, спускаемых в скважину по формуле:

$$G = q_{\text{БТ}}L + q_{3(M)}(L/l) + q_{\text{УБТ}}l_{\text{УБТ}}, \quad (1.2)$$

где: $q_{\text{БТ}}$ – вес 1 м бурильной трубы, Н;

L – длина колонны бурильных труб, м;
 $q_{3(M)}$ – вес замка БТ или муфты ОК, соответственно, Н;
 l – средняя длина трубы, м;
 $q_{УБТ}$ – вес 1 м УБТ, Н;
 $l_{УБТ}$ – длина УБТ, м.

3. Определим вес обсадной колонны («хвостовика») по формуле:

$$G = \left(q_{БТ} L_{БТ} + q_3 \frac{L_{\delta m}}{l} \right) + \left(q_{ОК} L_{ОК} + q_M \frac{L_{ОК}}{l} \right), \quad (1.3)$$

где $L_{БТ}$ – длина БТ, на которых спускается "хвостовик", м;
 $L_{ОК}$ – длина "хвостовика", м;
 $q_{ОК}$ – вес 1м ОК, Н.

4. Из (1.2) и (1.3) определяем вес наиболее тяжёлой компоновки.

5. Определим статическую нагрузку, действующую на крюк, с учётом облегчения веса БТ в буровом растворе по формуле:

$$P_{кр} = k G_K \left(1 - \frac{\rho_{БР}}{\rho_M} \right), \quad (1.4)$$

где k – коэффициент, учитывающий затяжки и прихваты колонны
 ($k = 1,25 \div 1,30$);

G_K – вес наиболее тяжёлой колонны, кН;

$\rho_{БР}$ и ρ_M – плотность, соответственно, бурового раствора и материала труб, кг/м³;
 ($\rho_M = 7850$ кг/м³).

Таблица 1.1 – Исходные данные для выбора вышки, оборудования и талевой системы

№ п/п	Проектная глубина, м	Диаметр э/колонны, мм	Интервал вскрытия "окна", м	Диаметр, толщина стенки БТ, мм	Диаметр, длина УБТ, мм/м	Диаметр и длина "хвостовика", мм/м
1	1800	245	1600-1605	114/10	140/25	146/200
2	1810	168	1605-1610	102/10	114/30	140/250
3	1820	146	1610-1615	89/9	114/20	114/300
4	1830	168	1627-1630	89/11	108/25	114/230
5	1840	245	1620-1625	114/11	140/20	146/300
6	1850	146	1625-1630	102/9	114/20	114/100
7	1860	245	1630-1635	114/9	140/30	146/100
8	1870	168	1635-1640	114/8	114/40	140/100
9	1880	146	1645-1655	102/8	114/25	114/150
10	1890	245	1655-1665	114/7	140/35	146/150
11	1900	168	1665-1670	114/10	114/35	140/150
12	1910	146	1670-1675	114/9	114/40	114/200
13	1920	245	1675-1680	114/11	140/40	140/200
14	1930	168	1680-1685	114/9	114/45	114/250
15	1940	146	1685-1690	102/7	114/45	114/300
16	1950	245	1695-1700	114/11	140/45	140/250
17	1960	168	1700-1710	114/8	114/50	114/350
18	1970	146	1710-1715	102/8	114/25	114/400
19	1980	245	1715-1720	114/10	140/50	146/250
20	1990	168	1720-1730	114/9	114/55	114/400

* плотность бурового раствора – 1200 кг/м³

6. Исходя из максимальной нагрузки на крюке выбираем тип подъёмника для производства ремонтных работ.

7. Определяем вес талевой системы по формуле:

$$P_{TC} = q_{KB} + q_{TB} + q_{KP}, \quad (1.5)$$

где q_{KB} – вес кронблока, кН;
 q_{TB} – вес талевого блока, кН;
 q_{KP} – вес крюка, кН.

8. Определим число струн оснастки талевой системы по формуле:

$$n = \frac{P_{KP}}{P_{1TK} \eta_{TC}}, \quad (1.6)$$

где P_{1TK} – наибольшее тяговое усилие на набегающем конце талевого каната на I скорости подъёмника (лебёдки), кН;

η_{TC} – к.п.д. талевой системы, зависящий от числа шкивов кронблока и талевого блока (см. табл. 1.2).

Таблица 1.2 – Зависимость к.п.д. от числа шкивов

Число шкивов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КПД (η_{TC})	0,97	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81

Согласно расчёта (1.6) принимается оснастка талевой системы.

9. Определяем допустимую глубину бурения второго ствола с учётом выбранной оснастки по формуле:

$$L_{don} = \frac{P_1(\beta^n - 1)}{q' \beta^n (\beta - 1)} - \frac{q_{УБТ} l_{УБТ}}{q'}, \quad (1.7)$$

где β – коэффициент, учитывающий трение в подшипниках шкивов и каната о шкивы ($\beta = 1,03$);

q' – вес 1 м БТ с учётом высадки концов и веса замков, Н.

Эксплуатация вышек и мачт.

В процессе эксплуатации вышек и мачт их следует периодически осматривать после установки; до и после транспортирования в собранном виде; перед производством сложных работ (ловильных, расхаживания прихваченного инструмента, спуска обсадной колонны и т.п.); после сильного ветра (на открытой местности свыше 8 баллов и в лесной – 10 баллов) и открытых нефтепроявлений.

При осмотре вышек и мачт особое внимание следует обращать на:

- 1) прямолинейность ног и зазоры в стыках труб.
- 2) состояние фундаментов (деформацию, трещины, коррозию и другие дефекты).
- 3) состояние сварных швов, диагональных тяг, балконов, лестниц, ограждений и оттяжек.

Необходимо следить за болтовыми соединениями всех узлов вышки или мачты – они должны быть надёжно затянуты и укреплены контргайками. Выявленные дефекты необходимо немедленно устранить.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Изучение оборудования для сбора и подготовки нефти и газа

В сборе нефти и газа необходимо выполнять следующие операции:

- 1) сбор и замер продукции скважин;
- 2) отделение (сепарация) нефти от газа;
- 3) освобождение нефти и газа от воды и механических примесей;
- 4) транспорт нефти от сборных и замерных установок до промысловых резервуарных парков и газа до компрессорных станций или газораспределительных узлов;
- 5) обезвоживание (деэмульсация) нефти и в ряде случаев ее обессоливание и стабилизация, т. е. удаление из нее легких углеводородов;
- 6) удаление из газа ненужных примесей и отбензинивание его;
- 7) учет добычи нефти и газа и их сдача транспортным организациям.

Единой универсальной схемы промыслового сбора, транспорта и обработки нефти и газа не существует. Все имеющиеся схемы видоизменяются в зависимости от местных условий: географического расположения промысла, расстояния между скважинами, объема добычи, способа эксплуатации скважин, качества добываемой нефти, ее обводненности и т. п.

На нефтяных промыслах чаще всего используют централизованную схему сбора и подготовки нефти (рис. 1). Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка нефти. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти.

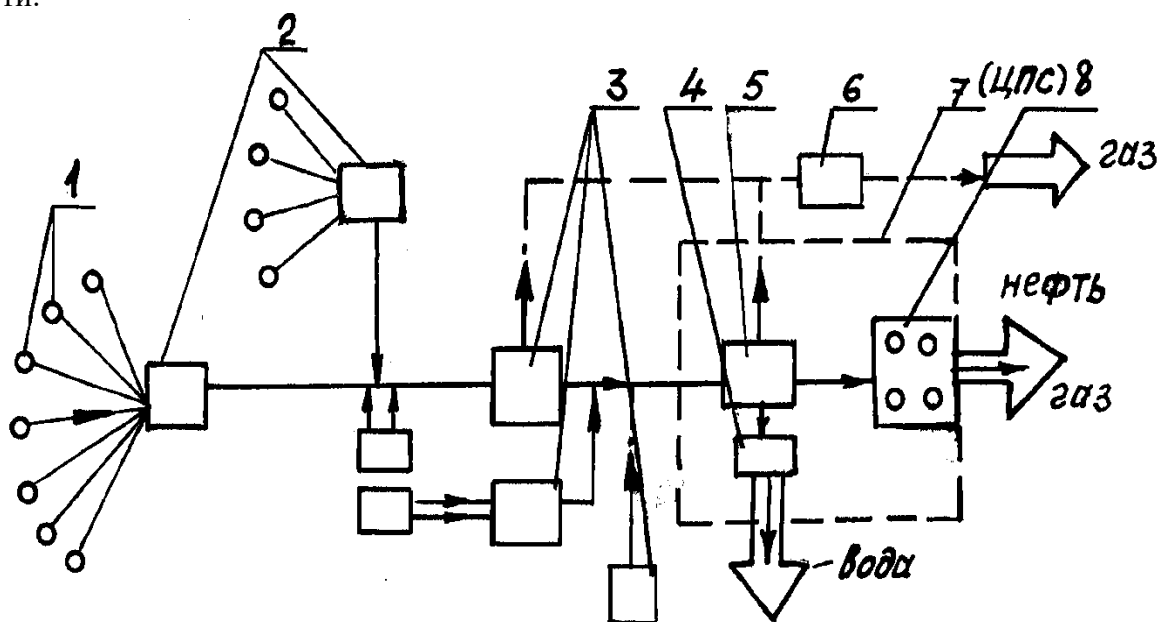


Рисунок 1 – Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле:

1 – нефтяная скважина; 2 – автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС); 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка подготовки нефти; 6 – газокompрессорная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк

УКПН представляет собой небольшой завод по первичной подготовке нефти (дегазация, обезвоживание, обессоливание, стабилизация). В сырую нефть (рис. 2), поступающую по линии I, подается деэмульгатор (по линии II). Насосом 1 нефть направляется в теплообменник 2, в котором нагревается до 50-60°C горячей стабильной нефтью, поступающей по линии III, после стабилизационной колонны 8. Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания 3 частично отделяется от воды и проходит через смеситель 4, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии V для отмывки солей, и направляется в отстойник второй ступени 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Отделенная вода отводится по линиям IV. Обессоленная нефть насосом 14 направляется в отпарную часть стабилизационной колонны 8 через теплообменник 7. Нагрев нефти в теплообменнике 7 до 150-160°C осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны 8. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на ГПЗ. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 240°C), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30°C, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение. Часто для перемещения нефти от АГЗУ до ЦПС применяют ДНС – дожимную насосную станцию, т.к. пластового давления оказывается недостаточно. На ЦПС расположены также установки по подготовке воды – УПВ, на которой вода, отделенная на УКПН от нефти, подвергается очистке от частиц механических примесей, окислов железа и т.д. и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД). В системе ППД подготовленная вода с помощью кустовых насосных станций (КНС) под большим давлением (до 20-25 МПа) через систему трубопроводов-водоводов подается к нагнетательным (инжекционным) скважинам и затем в продуктивные пласты. После того как нефть подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с Проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией (проектным институтом).

Продукция нефтяных скважин практически никогда не состоит из чистой нефти. Как правило, она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ. Поэтому важнейшей задачей системы сбора и подготовки нефти является

сепарация, то есть разделение нефти, газа и воды друг от друга.

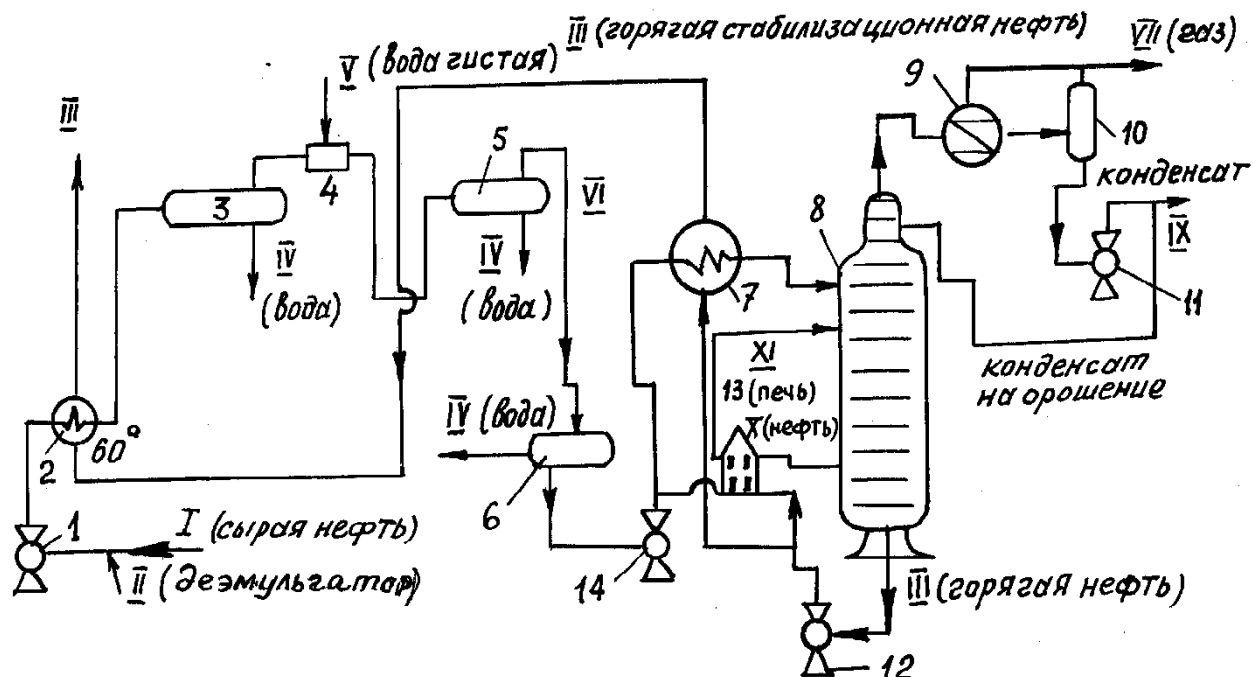


Рисунок 2 – Технологическая схема УКПН:

1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – отстойник (ступень обезвоживания); 4 – смеситель (с чистой водой); 5 – отстойник (1 ступени); 6 – электродегидратор; 7 – теплообменник (150 - 160⁰С); 8 – стабилизированная колонна (отпарная); 9 – холодильный конденсатор (до 30⁰С); 10 – емкость орошения; 11, 12 – насос; 13 – печь; 14 – насос

Сепарация, как правило, происходит в несколько стадий. На каждой стадии могут использоваться различные типы сепараторов. По принципу действия сепараторы делятся на центробежные и гравитационные, по конструкции – на горизонтальные, вертикальные, сферические. Для более эффективного отделения воды от нефти и предупреждения образования трудноразрушаемой эмульсии в продукцию скважин добавляют различные реагенты-деэмульгаторы. Также на определенных стадиях производят нагрев нефти для ускорения процессов разделения воды от нефти.

Трубопроводы, применяемые на нефтепромыслах обычно подразделяются на:

- Нефтепроводы;
- Газопроводы;
- Нефтегазопроводы;
- Водопроводы (водоводы).

Трубопроводы, ведущие от устья скважин до групповых замерных установок, называют выкидными линиями. А от групповых установок к сборным пунктам – коллекторами.

На первой стадии сбора и подготовки скважинная жидкость по выкидной линии попадает на групповую замерную установку (ГЗУ), где определяется количество добываемой из скважин жидкости и производится частичное отделение попутного газа и воды от нефти. Далее нефть посредством дожимной насосной станции (ДНС) через сборные коллекторы направляется на центральный пункт сбора (ЦПС).

Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но иногда целесообразно один ЦПС использовать для нескольких месторождений с размещением его на более крупном из них. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где жидкость, добытая из скважин, проходит частичную сепарацию и обработку.

Основное назначение дожимной насосной станции - обеспечить дополнительный напор для перекачки нефти на ЦПС с отдаленных месторождений. Часто ДНС объединяют с установкой предварительного сброса воды (УПСВ), на которой производится частичная сепарация нефти, газа, воды и дальнейшая перекачка их раздельными трубопроводами.

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН), являющейся составной частью понятия ЦПС. Процесс окончательной подготовки нефти включает:

- Дегазацию (окончательное отделение газа от нефти)
- Обезвоживание (разрушение водонефтяной эмульсии, образующейся при подъеме продукции из скважины и транспорте ее до УКПН)
- Обессоливание (удаление солей за счет добавления пресной воды и повторного обезвоживания)
- Стабилизацию (удаление легких фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке)

Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк, включающий резервуары различной вместимости: от 1000 м³ до 50000 м³. Далее нефть через головную насосную станцию подается в магистральный нефтепровод.

Вопросы к практическому занятию

1. Какие операции выполняются в системе трубопроводов, аппаратов и сооружений для сбора и подготовки нефти и газа?
2. Назовите существующие схемы сбора и подготовки газа, их преимущества, недостатки?
3. Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле. Как она работает?
4. Технологическая схема установки по комплексной подготовке нефти.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература

1. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: 2012. – 346 с.

Дополнительная литература

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов (изд:3.) – М.: Альянс, 2009 – 510 с.
2. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти с погружными насосами в осложненных условиях : учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
3. Мохов М. А., Сахаров В. А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 188 с.
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Николаев Н.М. и др. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ТИД «Альянс» , 2005.
6. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.
7. Справочник по добыче нефти / В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Николаев Н.М. и др. Оборудование для добычи нефти. Учебно-справочное пособие. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001.