



ФАУ «РОСКАПСТРОЙ»
МИНСТРОЙ РОССИИ

Курс повышения квалификации

«Безопасность строительства и качество устройства объектов нефтяной и газовой промышленности, устройства скважин»

ЛЕКЦИЯ 3

«Монтажные и пусконаладочные работы на объектах нефтяной и газовой промышленности»



БС-07-ИСОТ-1110



ФАУ «РОСКАПСТРОЙ»
МИНСТРОЙ РОССИИ



ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖКХ
ПРИ МИНСТРОЕ РОССИИ



МОНИТОРИНГ
информационно-аналитических систем

Содержание

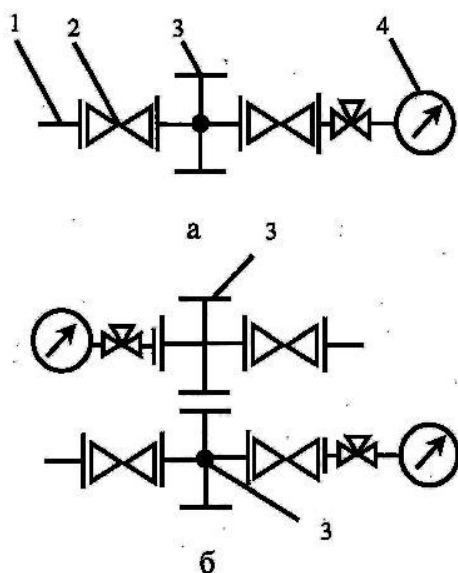
1. Оборудование фонтанных скважин	4
2. Насосные установки	13
3. Оборудование газлифтных скважин	15
4. Оборудование для одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной	18
5. Оборудование для воздействия на пласт	23
6. Оборудование для очистки и подготовки для транспортировки газа и нефти	34
Словарь	54
Рекомендуемая литература	55
Помощь	56

Оборудование фонтанных скважин

Оборудование любой скважины, в том числе фонтанной, должно обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций. Оно подразделяется на наземное (устьевое) и скважинное (подземное).

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанная арматура изготавливается по ГОСТ 13846-89.



Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами).

Трубная обвязка — часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Рис.1. Схемы трубных обвязок фонтанной арматуры
1 — ответный фланец; 2 — запорное устройство; 3 — трубная головка; 4 — манометр с запорноразрядным

Скважинный трубопровод своим верхним концом закрепляется в катушкетрубодержателе, устанавливаемой на трубную головку, либо в муфтотрубодержателе, устанавливаемой в корпусе труб-

ной головки. Схемы трубных обвязок приведены на рисунке 1.

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

обо-
дова-
за-
движ-
ми
кра-
нами.

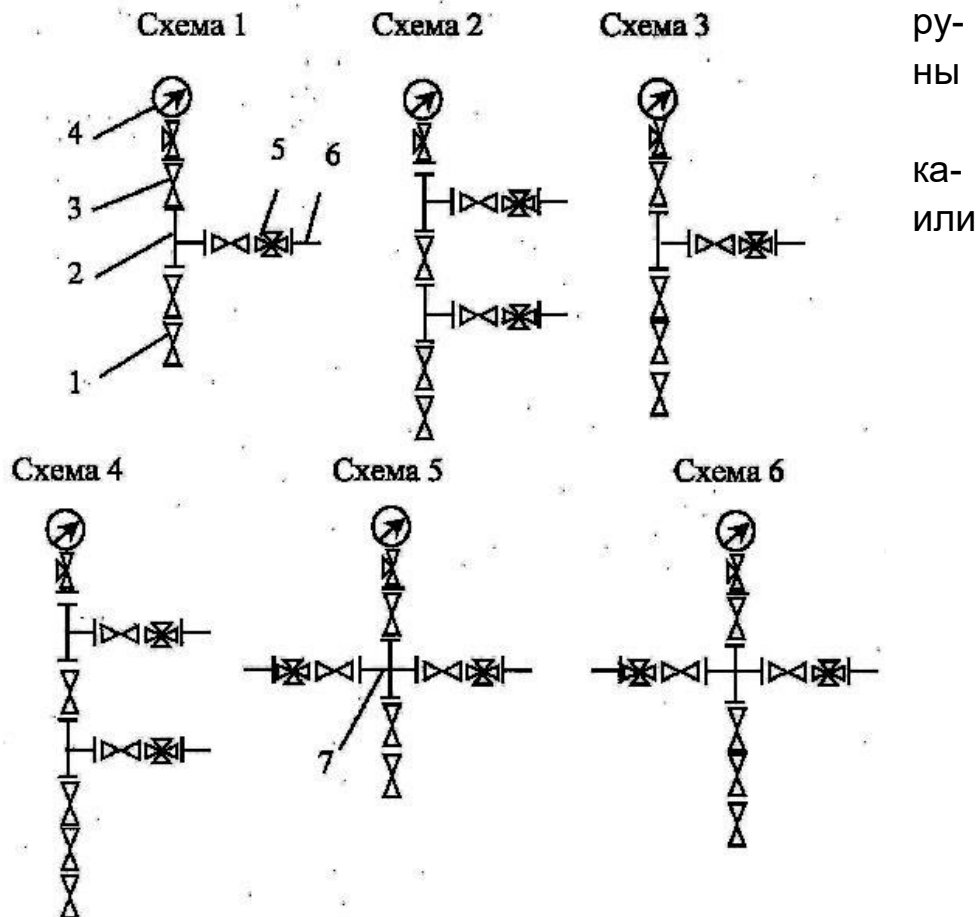


Рис. 2. Типовые схемы фонтанных елок тройниковые — схемы 1, 2, 3 и 4; крестовые — схемы 5 и 6; (1 — переводник к трубной головке; 2 — тройник; 3 — запорное устройство; 4 — манометр с запорно-разрядным устройством; 5 — дроссель; 6 — ответный фланец 7 — крестовина).

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

Фонтанная елка — часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку, предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод. Типовые схемы фонтанных елок приведены на рисунке 5.

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовина), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.

Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаются над тройником (крестовиком) (рисунок 1, б).

Типовые схемы фонтанных елок (рисунок 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).

Двухструнная (двухъярусная тройниковая и крестовая) конструкция елки целесообразна в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство — запасным. Сверху елка заканчивается колпаком (буфером) с трехфазовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор.

Типовые схемы фонтанной арматуры приведены на рисунке 2. Монтаж-демонтаж фонтанной арматуры на устье скважины производится автомобильными кранами или другими подъемными механизмами.

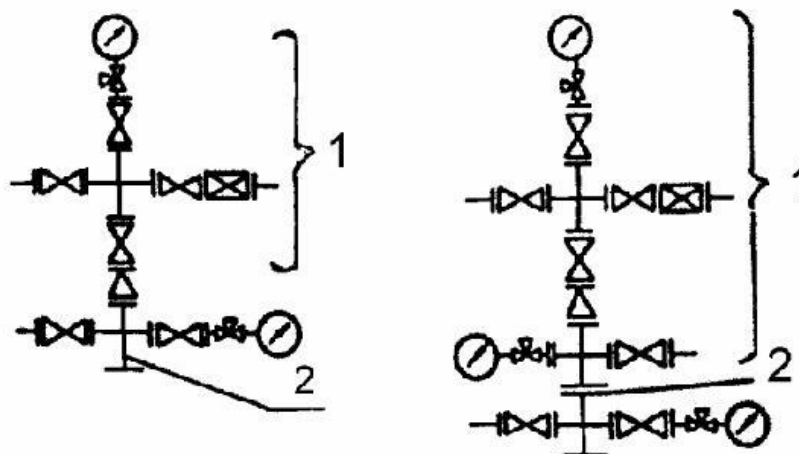


Рис. 3. Типовые схемы фонтанной арматуры

1 — фонтанная елка; 2 — трубная об-

Пробковый

КППС. Пробковый кран (рис.1) состоит из корпуса 1, конической пробки 8, крышки 9, через которую проходит регулировочный винт 12, позволяющий регулировать рабочий зазор между уплотнительными поверхностями корпуса пробки. Уплотнение регулировочного винта осуществляется манжетами 10, поджатие которых производится грундбуксой 11. Управление краном осуществляется путем поворота пробки 8 (через шпиндель 5 и кулачковую муфту 7) рукояткой 2 до ее упора (рукоятки) в выступы горловины корпуса. Для поворота пробки крана рукоятку при необходимости

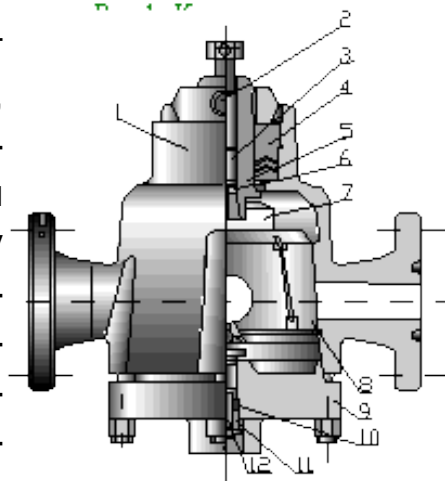


Рис. 4. Пробковый кран типа КППС

1 — корпус; 2 — рукоятка; 3 — толкатель; 5 — шпиндель; 6 — втулка; 7 — кулачковая муфта; 8 — коническая пробка; 9 — крышка; 10 — манжеты; 4, 11 — грунд буксы; 12 — регулировочный винт

наращивают рукояткой 406- ЗИП –4, поставляемой с арматурой. Шпиндель уплотняется манжетами, которые поджимаются грундбуксой 4. Для отжатия заклиненной пробки и подачи смазки в шпинделе 5 крана предусмотрено устройство, состоящее из толкателя 3 и втулки 6 (уплотняемой двумя кольцами из маслобензостойкой резины) с вмонтированным в нее обратным клапаном. Отжатие заклиненной пробки осуществляется вращением толкателя. Осевое усилие на пробку передается через втулку. Кран работает только со смазкой. Смазка выполняет следующие функции: обеспечивает герметичность затвора крана; облегчает поворот пробки, создавая постоянную прослойку между уплотнительными поверхностями корпуса и пробки; предохраняет уплотнительные поверхности от коррозии и износа; предохраняет кран от заедания и заклинивания. С целью повышения коррозионной стойкости пробка крана подвергается сульфацианированию. Кран смазывается через 40-50 циклов работы смазкой ЛЗ-162 или через 150-180 циклов смазкой «Арматол-238».

Типоразмеры и параметры кранов КШ1С-65х14 приведены ниже.

Технические характеристики:	
Условный проход, мм	65
Рабочее давление, МПа	14
Габаритные размеры, мм:	
длина	350
ширина	205
высота	420
Масса в собранном виде, кг	53

Задвижка типа ЗМС показаны на рисунке 5.

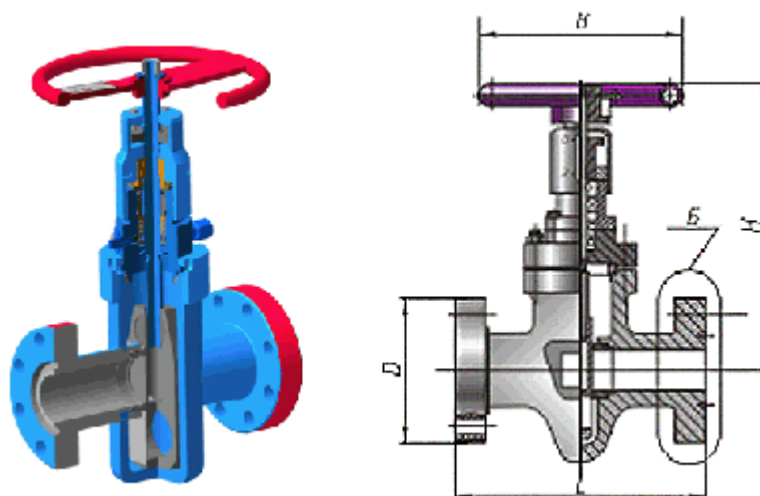


Рис. 5. Задвижка типов ЗМС

В процессе эксплуатации арматуры с прямоотчными задвижками периодически смазывают подшипники шпинделя жировым солидолом, а в корпус задвижки через штуцер в днище набивают уплотнительную смазку ЛЗ-162 или «Арматол-238».

На выкидных линиях, после запорных устройств, для регулирования режима работы скважины ставят регулирующие устройства (штуцеры), обеспечивающие дрессирование потока вследствие изменения площади проходного сечения. Они подразделяются на нерегулируемые и регулируемые.

Нерегулируемый штуцер зачастую представляет собой диафрагму или короткую втулку (насадку) с малым отверстием. Диаметр отверстия штуцера может составлять 5×25 мм.

Пример нерегулируемого штуцера (дресселя) представлен на рисунке 6.

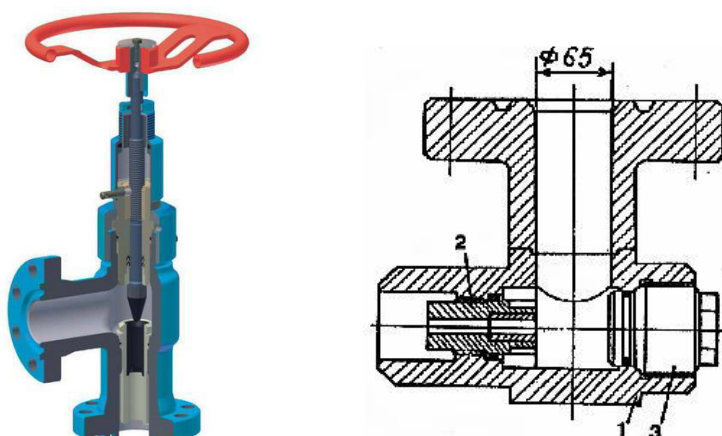


Рис. 6. Нерегулируемый дроссель
1 — корпус; 2 — корпус насадки; 3 — пробка.

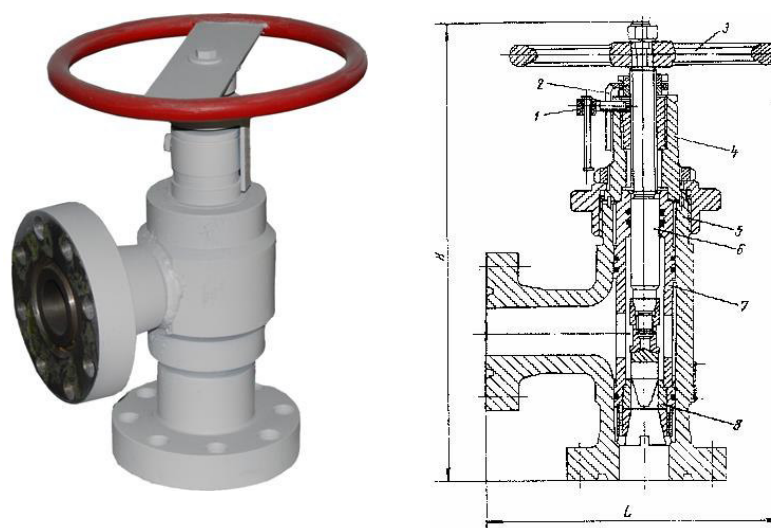


Рис. 7. Регулируемый дроссель

Регулирование режима эксплуатации осуществляется заменой корпуса с насадкой на другой диаметр.

Более удобны регулируемые дроссели (рисунок 10), предназначенные для ступенчатого и бесступенчатого регулирования режима работы скважины. Площадь сечения выходного отверстия изменяют вращением маховика (3) вручную. Ступенчатое регулирование осуществляется с помощью устанавливаемых в гильзу насадок разного диаметра (8).

Устьевое (до штуцера) и затрубное давления измеряют с помощью манометров. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию на групповую замерную установку. Манифольд монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. В общем случае они обеспечивают обвязку двух струн со шлейфом струн с затрубным пространством, струн и затрубного пространства с факелом или амбаром и т.д.

Комплекс устьевого фонтанного оборудования представлен на рисунке 8.

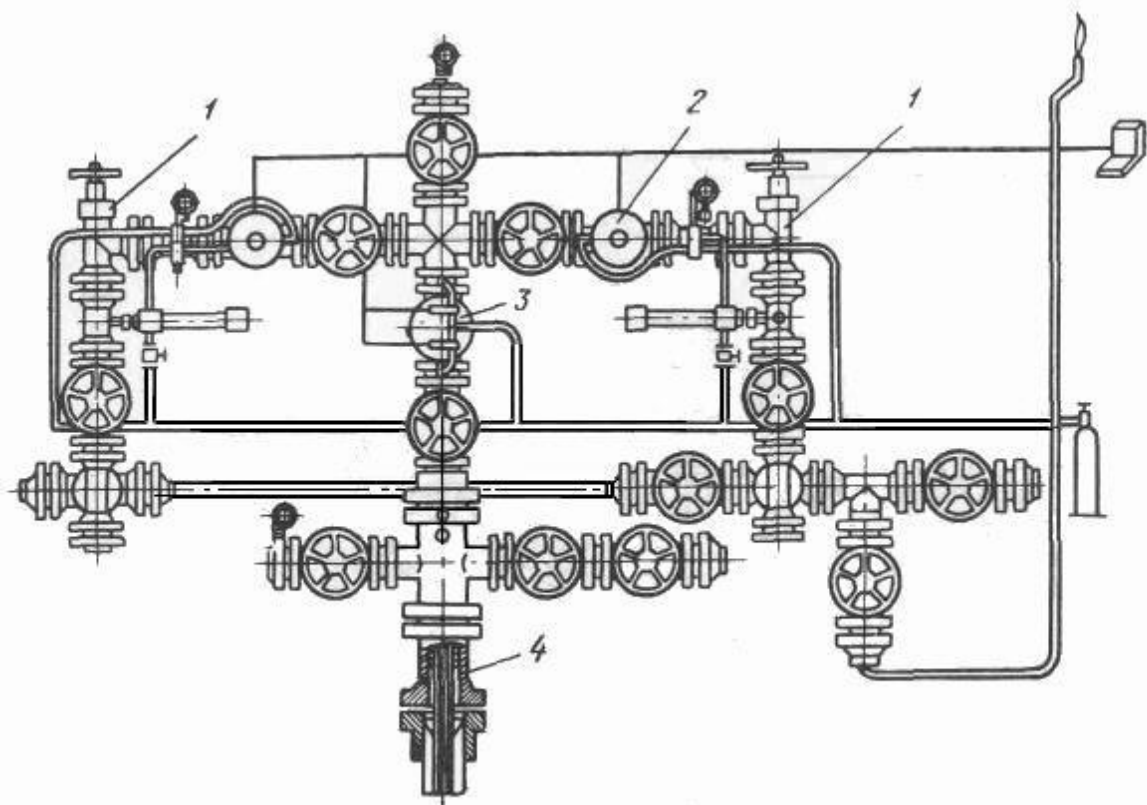


Рис. 8. Комплекс устьевого оборудования для высокодебитных скважин:
1 - угловой регулирующий штуцер; 2 - автоматический отсекающий; 3 -
стволовая пневматическая задвижка; 4 - трубная головка

ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы. Для предупреждения открытых фонтанов применяются комплексы типа КУСА и КУСАЭ при эксплуатации фонтанных скважин. Они могут обслуживать от одной до восьми скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении от заданных параметров (давления, дебита) работы скважин и при возникновении пожара.

Основные элементы комплексов — пакер, скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутри НКТ на глубине до 200 м и наземная станция управления. Управление клапаном-отсекателем может быть пневматическим (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э).

Запорным органом служит хлопушка или шар.

Клапан-отсекатель (также и задвижка арматуры) может быть закрыт со станции управления принудительным путем или дистанционно с пульта диспетчера, связанного со станцией управления посредством промышленной телемеханики.

Имеются еще автоматические клапаны-отсекатели, срабатывающие при увеличении дебита скважины выше заданного. Они устанавливаются на НКТ. Автоматизация фонтанной скважины предусматривает и автоматическое перекрытие выкидной линии разгруженным отсекателем манифольдным типа РОМ-1. Отсекатель срабатывает автоматически при повышении давления в трубопроводе на 0,45 МПа (образование парафиновой пробки) и при понижении давления до 0,15 МПа (порыв трубопровода).

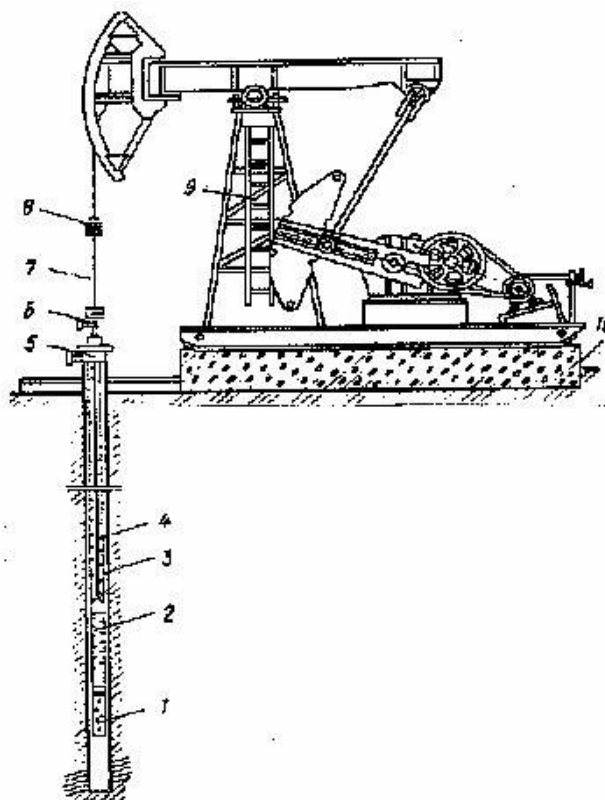
Насосные установки

ШТАНГОВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ (ШСНУ)

Прекращение или отсутствие фонтанирования обусловило использование других способов подъема нефти на поверхность, например, посредством штанговых скважинных насосов. Этими насосами в настоящее время оборудовано большинство скважин. Дебит скважин — от десятков килограмм в сутки до нескольких тонн. Насосы опускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м иногда до 3200 — 3400 м.

ШСНУ включает:

- а) наземное оборудование — станок-качалка (СК), оборудование устья, блок управления;
- б) подземное оборудование — насосно-компрессорные трубы (НКТ), штанги насосные (ШН), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.



Штанговая глуп (рисунок 10) состоит из скважинного 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.

БЕСШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

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 по-

дается по кабелю, закрепленному на НКТ. Имеются глубинные насосы, например, гидROPоршневые, струйные, которые используют энергию потока рабочей жидкости, подготовленной на поверхности и подаваемой в скважину по трубопроводу (НКТ).

Оборудование газлифтных скважин

Системы газлифтной добычи зависят от источника рабочего агента:

- а) используется отделенный от скважинной продукции газ (необходимы подготовка газа и его сжатие);
- б) при наличии внешнего источника, таких как газовый пласт, газопровод, газоперерабатывающий завод следует использовать бескомпрессорную газлифтную систему (отличается простотой);
- в) применение системы эрлифта с использованием воздуха в качестве рабочего агента.

Газлифтный способ добычи нефти, при котором жидкость поднимается из забоя за счет энергии газа, нагнетаемого с устья, позволяет эксплуатировать скважины, продукция которых содержит большое количество газа и песка, а также скважины с высокой обводненностью продукции, значительно искривленным стволом, низким динамическим уровнем и плохими коллекторскими свойствами пласта.

Существует две основные разновидности газлифта — периодический и непрерывный. При этом газ может подаваться в скважину по кольцевому пространству (кольцевая система) или по НКТ (центральная система).

Ниже приводится описание оборудования схемы закрытой установки типа ЛН (непрерывного газлифта кольцевой системы).

Газлифтная установка ЛН (рисунок 11) предназначена для добычи газлифтным способом из условно-вертикальных и наклонно-направленных скважин. Рабочая среда — нефть, газ, пластовая вода с содержанием CO_2 до 1 % и механических примесей до 0,1 г/л.

Оборудование предусматривает возможность перевода скважин с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный без подъема скважинного оборудования.

Установка включает в себя скважинные камеры КТ1, газлифтные клапаны 2Г или 5Г, пакер 2ПД-ЯГ с гидравлическим управлением, ниппель, глухую и циркуляционную пробки.

В период фонтанирования скважины в карман скважинных камер устанавливаются пробки. При переводе скважины на газлифтный способ эксплуатации пробки заменяются газлифтными клапанами.

После спуска скважинного оборудования, монтажа фонтанной арматуры и посадки пакера, а также замены глухих пробок на газлифтные клапаны в затрубное пространство скважины через отвод трубной головки нагнетается газ. Под давлением нагнетаемого газа и гидростатического столба жидкости в скважине все газлифтные клапаны открываются и жидкость перетекает из затрубного пространства в подъемные трубы.

Так как давление закрытия первого верхнего клапана меньше давления открытия второго клапана, первый клапан закрывается. Нагнетаемый газ начинает поступать в подъемные трубы через второй клапан. Столб жидкости выше второго клапана аэрируется и выносится на поверхность. Давление в подъемных трубах на глубине расположения второго клапана уменьшается, что приводит к дальнейшему перетоку жидкости из затрубного пространства в подъемные трубы через последующие клапаны. Уровень жидкости в затрубном пространстве понижается и достигает третьего клапана. Нагнетаемый газ начинает поступать в подъемные трубы через третий клапан. Уровень жидкости в затрубном пространстве продолжает понижаться и в момент обнажения третьего клапана закрывает второй.

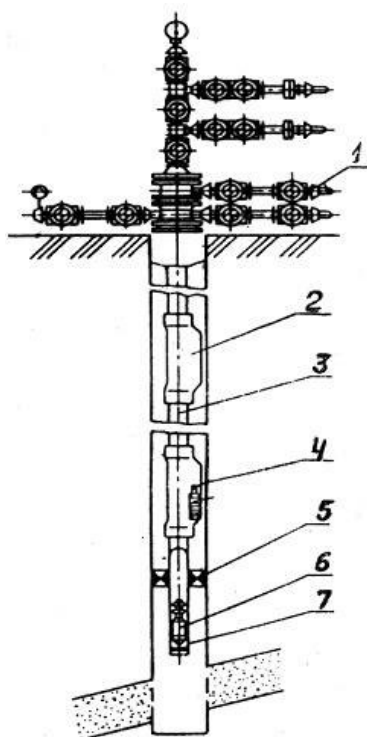


Рис. 11. Газлифтная установка ЛН
 1 — фонтанная арматура; 2 — скважинная камера; 3 — колонна насосно-компрессорных труб; 4 — газлифтный клапан; 5 — пакер; 6 — приемный клапан; 7 — ниппель приемного клапана.

Работа скважины на заданном технологическом режиме осуществляется через нижний клапан.

Наиболее широко применяются газлифтные установки ЛН рассчитаны на рабочее давление 21 и 35 МПа, максимальную

глубину спуска скважинного оборудования — 5000 м, температуру скважинной среды до 120 °С и имеют массу от 185 до 585 кг.

Периодический газлифт осуществляется путем прерывной подачи агента в скважину, т.е. циклами.

Для повышения эффективности периодического газлифта может применяться плунжер — своеобразный поршень, движущийся в трубах одноразмерной колонны с минимальным зазором 1,5 * 2,0 мм, чтобы уменьшить величину отека жидкости по стенкам труб и отделяющий поднимаемый столб жидкости от газа. При ударе о верхний амортизатор, расположенный в плунжере, клапан автоматически открывается, плунжер падает вниз, а при ударе о нижний амортизатор происходит закрытие клапана и плунжер готов к следующему циклу. Плунжерный лифт может работать также с периодической подкачкой газа в затрубное пространство.

Плунжерный лифт можно использовать также при непрерывном газлифте и фонтанной эксплуатации скважины.

В других установках, например, при эксплуатации скважин гидропакерным автоматическим поршнем, последний не имеет проходного отверстия и после перемещения к устью скважины нагнетательным газом падает вниз после прекращения подачи газа. Зазор между поршнем и колонной НКТ — 2,5 * 4 мм. Дебит скважин — 1 * 20 т/сут.

В настоящее время распространение установок периодического газлифта невелико.

Оборудование для одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения одной сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при экономии ресурсов

Схема ОРЭ пластов по назначению классифицируется на три группы:

1. ОРЭ пластов;
2. одновременно-раздельная закачка рабочей жидкости;
3. ОРЭ пласта и закачки рабочего агента.

Раздельно эксплуатируют пласты способами:

- оба пласта фонтанным (фонтан-фонтан);
- один пласт фонтанными, а другой — механизированным (фонтан-насос, причем это означает, что нижний пласт эксплуатируется фонтаном);
- оба пласта механизированным (насос-насос).

В зависимости от условий применения каждой метод ОРЭ может быть осуществлен в нескольких вариантах.

Оборудование для ОРЭ пластов состоит из наземных и внутрискважинных узлов. Наземные узлы оборудования, также как фонтанная арматура, насосные установки и др. предназначены для герметизации устья скважин, передачи движения и обеспечения регулирования режимных параметров.

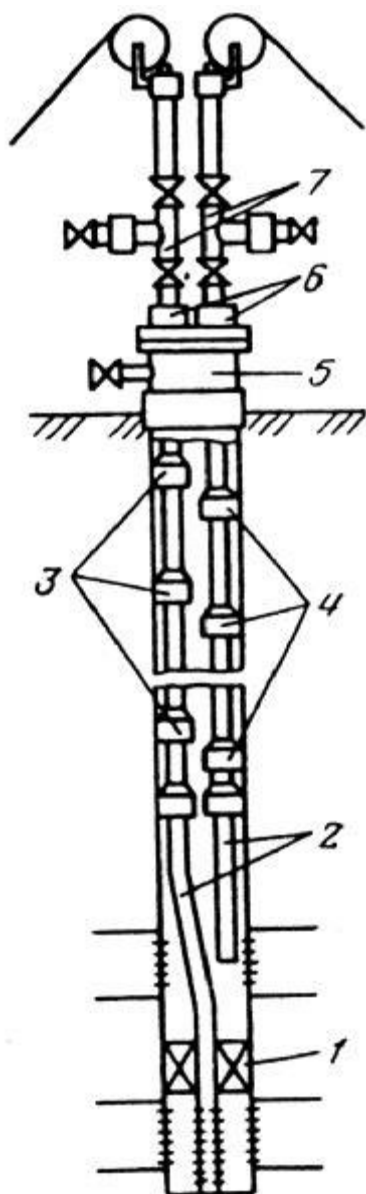
Подземные узлы обеспечивают герметизацию пластов, отбор (или закачку) заданного объема жидкости и его подъем на поверхность.

Серийно выпускаемое оборудование, обязательный элемент которого - пакер, обеспечивает возможность эксплуатации пластов по одной колонне труб.

Для скважин с добычей нефти по схеме фонтан-фонтан известны установки двух типов: с двумя параллельно расположенными рядами насосно-компрессорных труб типа УФ2П (УФЭ, УФП, УФП2) и с концентрически расположенными рядами НКТ — установка УВЛГ, применяемая также для внутрискважинной газлифтной эксплуатации.

Установки типа УФ2П (рисунок 12) предназначены для эксплуатации колонн диаметрами 116 и 168 мм с допустимыми сочетаниями условных диаметров НКТ первого и второго рядов 48x48, 60x60, 73x48 мм.

Для отдельной эксплуатации двух пластов по схеме фонтан-насос и насос-фонтан выпускаются установки с использованием штангового скважинного насоса и погружного центробежного насоса. В установках штангового типа одна из параллельно



спущенных колонн НКТ берется большого диаметра, допускающего спуск вставного насоса. Для того чтобы во время спуска или подъема колонны НКТ не происходило зацепления муфт, над ними устанавливаются конические кольца. Схема с применением погружного центробежного насоса представляет более сложную конструкцию подземного оборудования.

Рис. 12. Схема установки для отдельной эксплуатации двух пластов с двумя параллельными рядами труб по схеме фонтан-фонтан:

1 — пакер; 2 — насосно-компрессорные трубы; 3, 4 — малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием соответственно для первого и второго рядов труб; 5 — тройник фонтанной арматуры (для сообщения с затрубным пространством); 6 — двухрядный сальник; 7 — тройники для направления продукции в выкидные линии.

Для раздельной эксплуатации двух пластов, по схеме насос-насос используются штанговые установки типа УГР на месторождениях с низким газовым фактором нижнего пласта, УНР — с резко отличающимися давлениями пластов и УГРП — с раздельной транспортировкой продукции каждого пласта.

Установка УТР (рисунок 13) состоит из наземного и подземного оборудования.

Наземное оборудование включает в себя оборудование устья и станок-качалку, применяемые при обычной добыче нефти скважинными штанговыми насосами из одного пласта. Подземное оборудование выпускается в невставном (рисунок 13, а) и вставном (рисунок 13, б) исполнениях и включает в себя разобщающий пакер, нижний насос обычного типа ПНСВ1 с замковой опорой или НСН2. Насос для эксплуатации верхнего пласта — специальный, имеющий неподвижный плунжер и подвижный цилиндр. Работа верхнего и нижнего насосов синхронна. Возвратно-поступательное движение от станка-качалки передается через колонну насосных штанг цилиндру верхнего насоса, а затем через специальную штангу — нижней колонне штанг и плунжеру нижнего насоса. Жидкость, подаваемая нижним насосом, проходит через продольный канал в посадочном конусе

верхнего насоса и попадает в подъемные трубы над верхним насосом. Жидкость, откачиваемая верхним насосом, через полый шток, всасывающий и нагнетающий клапаны, поступает в колонну подъемных труб, где смешивается с жидкостью из нижнего пласта.

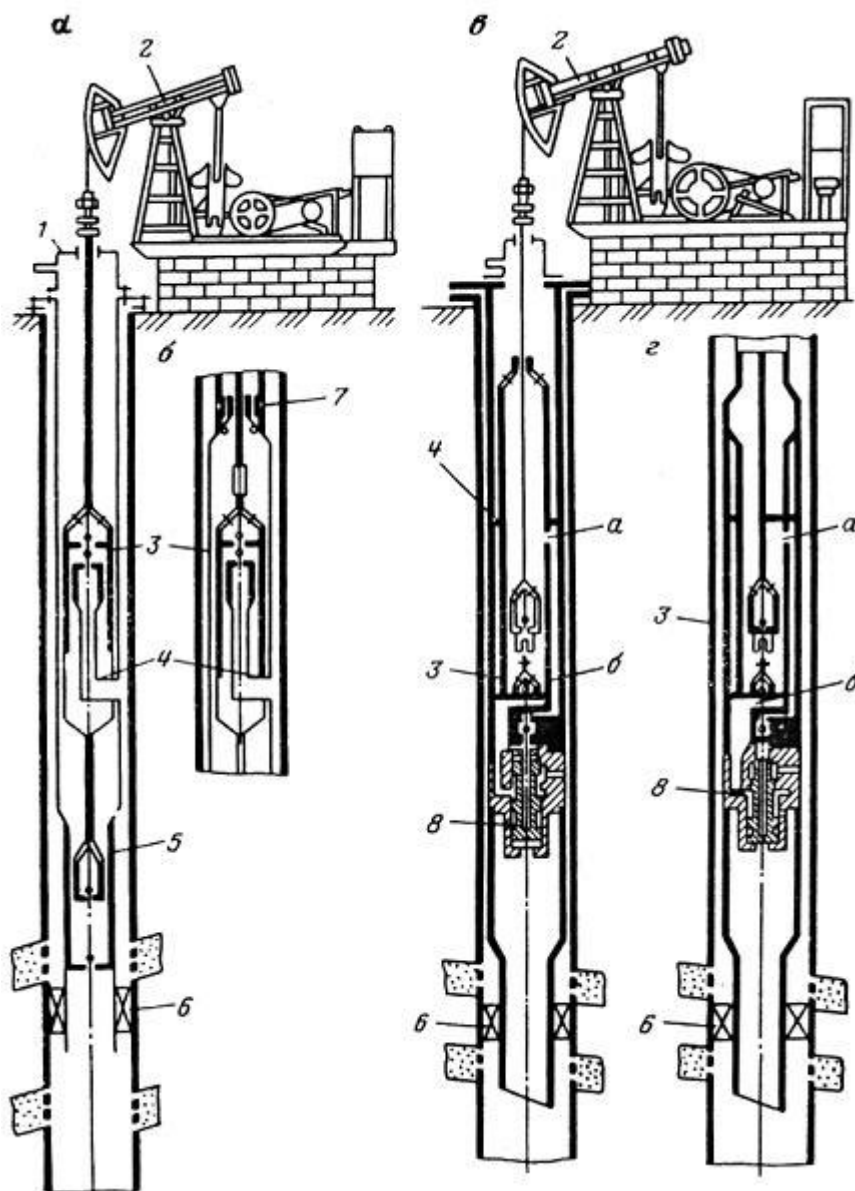


Рис. 14. Установки для ОРЭ двух пластов скважинами, оборудованными штанговыми скважинными насосами

а — УТР невставного исполнения; *б* — УТР вставного исполнения; *в* — 1УНР вставного исполнения; *г* — 1УНР невставного исполнения; 1 — оборудование устья; 2 — станок-качалка; 3 — верхний насос; 4 — опора; 5 — нижний насос; 6 — пакер; 7 — автосцеп; 8 — автоматический переключатель пластов.

Установки с использованием насосов типа НСН2 более производительны.

В установке типа 1УНР (рисунок 14, а) при ходе плунжера вверх происходит заполнение цилиндра насоса сначала жидкостью пласта с меньшим давлением, а затем (после прохождения плунжером отверстия на боковой поверхности цилиндра) — жидкостью пласта с высоким давлением.

При ходе плунжера вниз жидкость обоих пластов нагнетается в НКТ. Поступление жидкости из верхнего и нижнего пластов, разобщенных пакером, на прием насоса через канал «б» (рисунок 14, в, г) и на боковой поверхности через отверстие «а» регулируется с помощью переключателя пластов.

Установки УВКС-2Р, УВГК-2Р и УВК-2СР служат для одновременного раздельного нагнетания в пласты морской, речной, сточной и пластовых вод.

Несмотря на существенные достоинства ОРЭ широкого распространения не имеют.

Оборудование для воздействия на пласт

Для увеличения и восстановления производительности и приемистости скважин применяют оборудование, позволяющее воздействовать на пласт тепловыми, механическими и химическими методами.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Тепловое воздействие на призабойную зону предотвращает образование парафинистых и смолистых отложений в поровом пространстве пласта и способствует увеличению текущей и суммарной добычи нефти. Прогрев зоны удлиняет межремонтный период эксплуатации скважины, так как повышается температура нефти и снижается ее вязкость, уменьшается количество парафина, отлагающегося на стенках подъемных труб и в выкидных линиях.

Призабойную зону скважины прогревают следующими способами: нагнетанием в пласт на некоторую глубину теплоносителя — насыщенного или перегретого пара, растворителя, горячей воды или нефти; спуском на забой (в фильтровую зону) нагревателя-электропечи или погружной газовой горелки.

Обработка паром. При этом способе теплоноситель — пар получают от полустационарных котельных и передвижных котельных установок ППГУ-4/120 М, а также парогенераторных установок типа УПГ и ППУА. Если давление нагнетания до 4

МПа, то используют паровые котельные общего типа ДКВР-10/39 и скважинное оборудование (устьевое и внутрискважинное). Устье оборудуют арматурой типа АП, лубрикатором типа ЛП 50-150 и колонной головкой ГКС.

Парогенераторные установки УПГ-60/16М, УПГ-50/6М (рисунок 15) предназначены для паротеплового воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи.

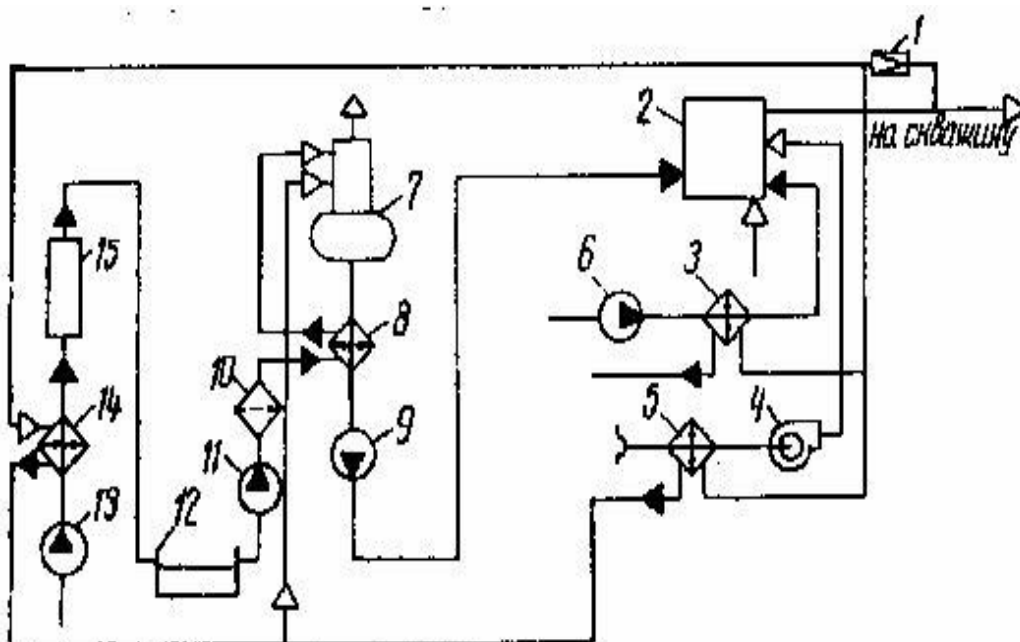


Рис. 15. Принципиальная схема парогенераторной установки УПГ-50/6М

1 — дроссельное устройство; 2 — парогенератор; 3 — подогреватель топлива; 4 — дутьевой вентилятор; 5 — подогреватель воздуха; 6 — топливный насос; 7 — деаэратор; 8 — охладитель деаэрированной воды; 9 — электронасосный агрегат; 10 — сульфогольный фильтр; 11 — насос химочищенной воды; 12 — бак химочищенной воды; 13 — насос химочищенной воды; 14 — насос химочищенной воды; 15 — дутьевой насос

Техническая характеристика:	УПГ-60/16М	УПГ-50/6М
Производительность по пару, т/ч	60	50
Теплопроизводительность, Гкал/ч	34,4	25,4
Номинальное давление, МПа	16,0	6,0
Установленная электрическая мощность, кВт	1528,0	1294,0
Температура обработанных газов, С	320	343
КПД установки, %	80,0	83,9
Вид топлива	газ	газ, нефть

Парогенераторная установка ППУА-1600/100 (рисунок 15) состоит из цистерны для воды 1, емкости для топлива 2, парогенератора 3, питательного насоса 4, вентилятора высокого давления 5, топливного насоса 7, привода установки 8, приборов 6 и трубопроводов 9.

Техническая характеристика:	
Производительность по пару, т/ч	16
Давление пара, МПа	9,81
Температура пара, °С	310
Теплопроизводительность, Гкал/ч	0.94
Масса установки без заправки водой и топливом, кг	15350
Вместимость цистерны, м ³	5.2



Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50-16У1 (рисунок 17) предназначена

для герметизации устья скважин при паротепловом воздействии на пласт.

Арматура состоит из устьевого сальника 1, предназначенного для компенсации теплового расширения 4 (удлинения) колонны НКТ, задвижки 2 и устьевого шарнирного устройства 3. Шарнирное устройство обеспечивает компенсацию термических удлинений эксплуатационной колонны и паропровода от парогенератора к скважине.

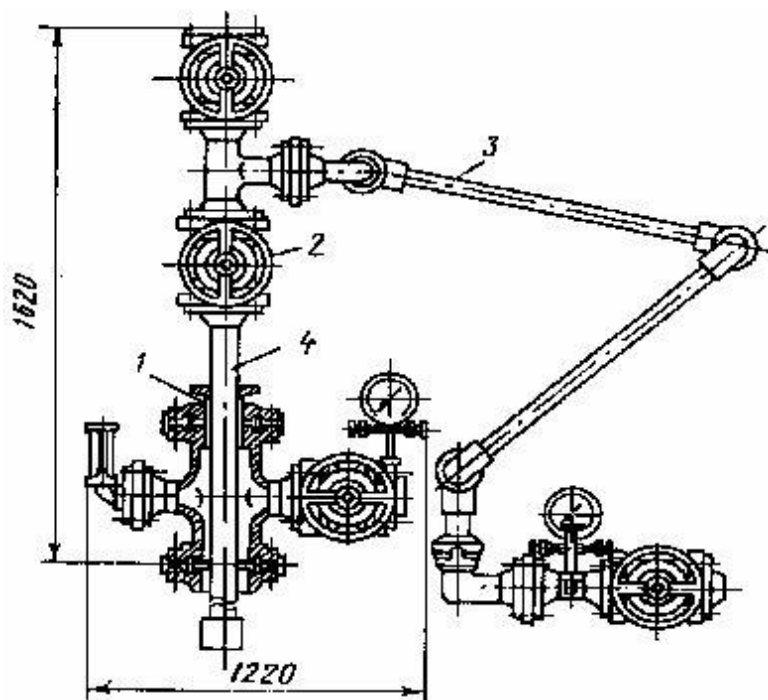


Рис. 17. Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50-16У1
 1 — устьевой сальник; 2 — задвижка; 3 — устьевое шарнирное устройство; 4 — специальная труба.

Техническая характеристика:		
Тип арматуры	АП-65/210	АП-65/50□16У1
Рабочее давление, МПа	15	16
Максимальная температура, С	320	345

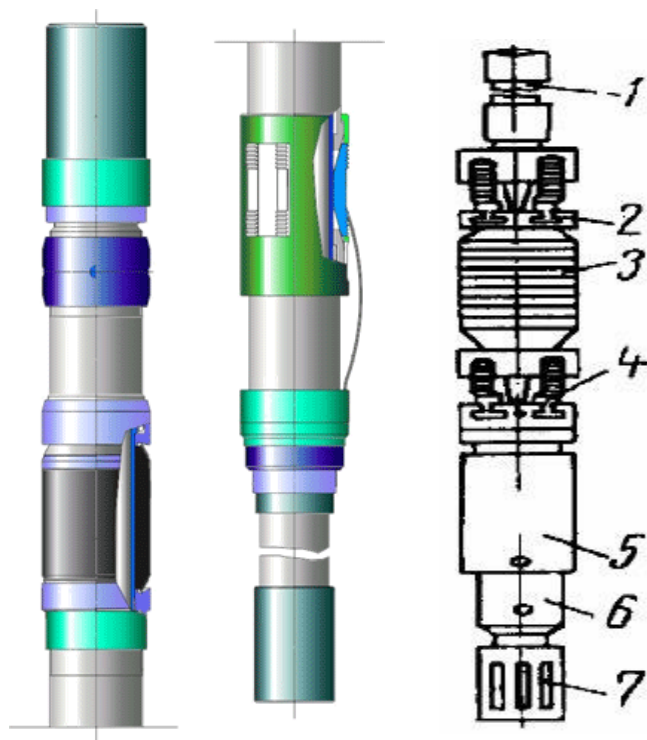


Рис. 18. Термостойкий пакер
1 — переводник; 2 — верхний шлицсовый узел; 3 — уплотнитель; 4 — нижний шлицсовый узел; 5 — гидроцилиндр; 6 — клапанный узел; 7 — фильтр.

Термостойкие пакеры, предназначены для герметизации ствола скважины при нагнетании теплоносителя, в том числе для разобщения затрубного пространства в скважине от закачиваемого пара в пласт. Последнее исключает необходимость в спуске дополнительной изолирующей колонны. Позволяет производить испытание обсадных колонн на герметичность на любой глубине. Пакер состоит из корпуса, в состав которого входят ствол с центральным осевым каналом и резьбой для соединения с колонной буровых труб, кожуха, нижней опоры с ловильной корзиной. В верхней части корпуса в кольцевой полости, образованной кожухом и стволом и сообщенной с центральным осевым каналом радиальными каналами, помещен кольцевой поршень. Ниже поршня на стволе последовательно

установлены толкатель, распорный конус и набор уплотнительных элементов, упирающихся в нижнюю опору. Пружина установлена между буртом кожуха и буртом толкателя для поджатия последнего вверх к поршню. На внутренней поверхности центрального осевого канала выше радиальных каналов выполнены два кольцевых выступа, причем верхний выступ выполнен большим диаметром. Выступы и являются седлами под опорные сухари, закрепленные посредством срезных элементов. Срезные элементы, крепящие сухари, рассчитаны на меньшее усилие срабатывания, чем элементы, крепящие сухари. Опорные сухари закреплены на втулке, являющейся клапанном узлом пакера. В исходном положении пакера втулка подвешена сухарями большего диаметра на седле корпуса, а после их срезания сухарями меньшего диаметра на седле, после чего происходит разобщение осевого и радиального каналов. На наружной поверхности втулки выполнены перепускные каналы в виде пазов для сообщения (в исходном положении клапанной втулки) полости трубного канала с поршневой полостью. Во внутреннем канале втулки, в верхней его части размещен шариковый обратный клапан. Движение шара вниз ограничено седлом, вверх — опорными сухарями. Кожух, поршень, клапанная втулка снабжены уплотнительными элементами.

Пакер работает следующим образом. Пакер спускается в обсаженную скважину на колонне бурильных труб. При этом обратный клапан втулки не препятствует заполнению спускаемого инструмента промывочной жидкостью, находящейся в скважине. После достижения необходимой глубины насосным агрегатом в трубном канале создается избыточное давление для деформации набора уплотнительных элементов и разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакера, промывочная жидкость при этом поступает в поршневую полость пакера по перепускным каналам втулки.

По достижении определенного давления, которое превышает давление срабатывания пакера, происходит разрушение срезных элементов сухарей и перемещение втулки до посадки опорных сухарей на нижний кольцевой выступ. Поршневая по-

лость с этого момента отсекается от трубного канала и уплотнительные элементы пакера фиксируются в распакованном состоянии. После этого противовыбросовое оборудование закрывается, в межтрубном пространстве выше пакера создается требуемое давление. Контроль процесса опрессовки осуществляется по манометру, а контроль герметичности пакера — по поступлению или не поступлению жидкости по трубному каналу на устье скважины. После окончания опрессовки давление в межтрубном пространстве сбрасывается, а в трубном канале создается давление разрушения срезных элементов сухарей. Втулка, освободившись от удерживаемых ее сухарей, перемещается по центральному каналу и попадает в ловильную корзину. Туда же падают опорные сухари. Радиальные каналы опять сообщаются с полостью центрального осевого канала. Толкатель и кольцевой поршень под действием пружины занимают исходное положение. Под действием внутренних сил уплотнительные резиновые элементы также примут исходную форму, освобождая пакер для перемещения в скважине. Для повторного применения пакера в трубный канал бурильных труб сбрасывается новая кольцевая втулка, оснащенная шаром и опорными сухарями. По достижении ею своего исходного положения в пакере описанный процесс опрессовки повторяется.

Электротепловая обработка

Этот способ проще и дешевле, чем предыдущий. Температуру в призабойной зоне обычно повышают глубинными электронагревателями (рисунок 19). Для прогрева больших зон пласта в пласт закачивают пар с температурой до 300 °С или горячую воду с температурой около 200 °С. Для поддержания пластового давления используют горячую воду с температурой, близкой к пластовой (60 – 100 °С).

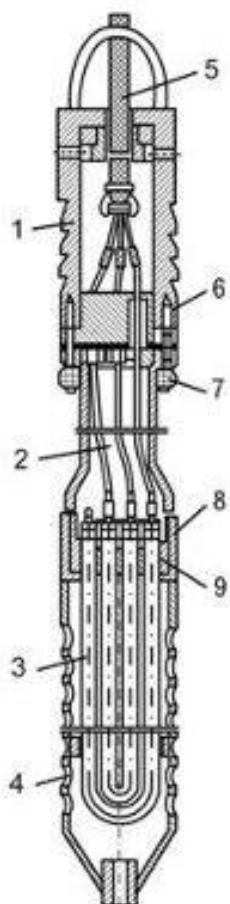


Рис. 19. Глубинный электронагреватель

Скважинный электронагреватель: 1 – корпус; 2 – клеммная полость; 3 – трубчатые электронагревательные элементы (ТЭН); 4 – перфорированный кожух; 5 – бронированный кабель; 6 – гидрофланец; 7 – болтовые соединения; 8 – трубчатая резьба; 9 – уплотнительная втулка

Этот способ прогрева призабойной зоны скважин осуществляют при помощи скважинных глубинных электронагревателей. Принципиальная конструкция такого электронагревателя представлена на рис. 19.

Электронагреватель состоит из четырех основных частей: корпуса 1, клеммной полости 2, трубчатых электронагревательных элементов 3 и перфорированного кожуха 4. Сборка этих четырех элементов осуществляется с помощью гидрофланца 6, закрепляемого болтовыми соединениями 7, и трубной резьбой 8 с уплотнительной втулкой 9. Гидрофланец 6 снабжен сальниками для уплотнения токоведущих жил бронированного кабеля 5, который крепится с помощью специального устройства, размещенного в верхней части корпуса 1. Электронагреватель 3 состоит из трех U-образных трубчатых элементов, внутри которых в среде кварцевого песка запрессована нихромовая нагревательная спираль. Трубчатые элемен-

ты размещены в перфорированном кожухе 4, который предназначен для защиты электронагревателя от механических повреждений. В нижней части перфорированного кожуха имеется резьбовое гнездо для крепления глубинного манометра.

Электронагреватель предназначен для работы в скважинах с эксплуатационной колонной 146 мм и более. Спускается в скважину на кабель-тросе. Кабель-трос состоит из трех медных токоведущих жил сечением 4 мм² и трех сигнальных жил сечением 0,5-0,6 мм². Токоведущие жилы предназначены для электропитания трубчатых нагревателей, а сигнальные – для подключения поверхностной контрольно-измерительной аппаратуры. Наружный диаметр кабель-троса принимается равным 17 мм, его масса составляет 1000 кг/км.

Техническая характеристика электронагревателя:

Параметр	Показатель
Диаметр наружный, мм	146
Длина, мм	3700
Максимальная мощность, кВт	21
Напряжение, В	380
Масса, кг	60

Спуск электронагревателей в скважину осуществляется с помощью специальных самоходных установок, включающих механизированную лебедку, смонтированную на шасси автомобиля высокой проходимости, и одноосный прицеп, на котором размещены автотрансформатор и станция управления.

ОБОРУДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО И ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Воздействие на призабойную зону пласта позволяет интенсифицировать добычу нефти и газа за счет увеличения проницаемости призабойной зоны. Выделяют основные методы воздействия: механические, химические и комплексные.

Оборудование для гидроразрыва пласта

В комплекс оборудования для гидроразрыва пласта входят: насосные установки, пескосместительные установки, автоцистерны для транспортирования жидкостей разрыва, арматура устья скважины, пакеры, якоря и другое вспомогательное оборудование.

Для гидроразрыва в частности, может быть использовано следующее оборудование:

- Пакеры с опорой на забой: ПМ; ОПМ.
- Пакеры плашечные (без опоры на забой): ПШ; ПС; ПГ.
- Насосные установки (агрегаты): УН1-630-700А; НА-105-1; 2АН-500; 3АН-500 и 4АН-700.
- Пескосместительные установки: 4ПА; УСП-50 (до 9т. песка).
- Блок манифольда: 1БМ-700; 1БМ-700С.
- Арматура устья: 2АУ-700; 2АУ-700СУ.
- Автоцистерны: АЦН-8С-5337; АЦН-14С-65101; АЦ9-5337; АТК-8-65101 и другие вместимостью (6 - 21) м³.
- Насосные установки (агрегаты) 2АН-500, 3АН-500 и 4АН-700 предназначены для закачки рабочих жидкостей: жидкости разрыва, песконосителя и продавочной жидкости.

Тип и число насосных установок определяют по их технической характеристике, исходя из параметров обрабатываемого пласта: глубины залегания, толщины, проницаемости, степени естественной трещиноватости и т.д. Важное условие при этом — максимальное сокращение потребных установок, что упрощает обвязку устья скважины, управление процессом и снижает стоимость работ.

Насосная установка (агрегат) 4АН-700 монтируется на шасси грузового трехосного автомобиля КрАЗ-275Б1А и состоит из си-

ловой установки 9УС-800, коробки передач ЗКПМ, трехплунжерного насоса 4Р-700, манифольда и системы управления.

Пескосмесительная установка УСП-50 предназначена для транспортирования песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при гидроразрыве пластов, а также при гидропескоструйной перфорации. Смонтирована она на шасси автомобиля КрАЗ-257Б1А и состоит из бункера, загрузочного и рабочего шнеков, манифольда, поста управления, гидросистемы управления шнеками и мешалки.

Блоки манифольдов 1БМ-700 и 1БМ-700С предназначены для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину в районах с умеренным климатом (1БМ-700) и с умеренным и холодным (при температуре до -50°C) климатом (1БМ-700С).

Каждый блок, смонтированный на автошасси ЗИЛ-131, состоит из напорного и приемораздаточного коллекторов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъемной стрелы.

Напорный коллектор состоит из трех клапанных коробок с шестью отводами, служащими для присоединения напорных линий насосных установок. С одной стороны к коробке прикреплен проходной кран с зубчатыми секторами, с другой — центральная труба, заканчивающаяся тройником с предохранительным клапаном и двумя патрубками с пробковыми кранами и накидными гайками для присоединения напорных трубопроводов, которыми оснащена арматура на устье скважины. Каждый отвод снабжен обратным клапаном.

Раздаточный коллектор — труба с приваренными к ней десятью ниппелями, к каждому из которых присоединен пробковый кран, предназначен для подачи рабочей жидкости к насосным установкам. На нем установлен предохранительный клапан многократного действия.

Блок манифольда оснащен насосно-компрессорными трубами вспомогательного напорного трубопровода с шарнирными коленами.

На платформе автомобиля предусмотрена площадка для перевозки устьевого арматуры, погрузка и разгрузка которой осуществляются поворотной стрелой блока манифольда.

Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пласта и гидроразрывной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникаций обвязки установок между собой и с устьевой головкой, а также значительно упрощает эту работу.

Универсальная арматура устья 2АУ-700 предназначена для обвязки насосных агрегатов с устьем скважины при гидравлическом разрыве пласта, гидроразрывной перфорации, кислотных обработках и цементировании скважин.

Арматура состоит из трубной и устьевой головок, запорной арматуры и элементов обвязки головок. Укомплектована она кранами с цилиндрической пробкой, легко управляемыми при любом рабочем давлении.

Устьевая головка снабжена резиновой манжеткой, обеспечивающей спуск — подъем НКТ без разгерметизации устья скважины.

Более полная информация об отечественном и зарубежном оборудовании приведена в комплекте каталогов.

Монтаж оборудования для очистки и подготовки для транспортировки газа и нефти

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Для автоматического измерения дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважины или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций применяют блочные автоматизированные групповые замерные установки, в основном двух типов: «Спутник А» и «Спутник Б».

Примеры модификации установок первого типа: «Спутник А-16-14/400», «Спутник А-25 -10/1500», «Спутник А-40-14/400».

В указанных шифрах первая цифра обозначает рабочее давление в кгс/см², на которое рассчитана установка, вторая — число подключенных к групповой установке скважин, третья — наибольший измеряемый дебит в м³/сут.

«Спутник А» состоит из двух блоков: замерно-переключающего блока, КИП и автоматики.

Принципиальная схема установки «Спутник А» приведена на рисунке 20.

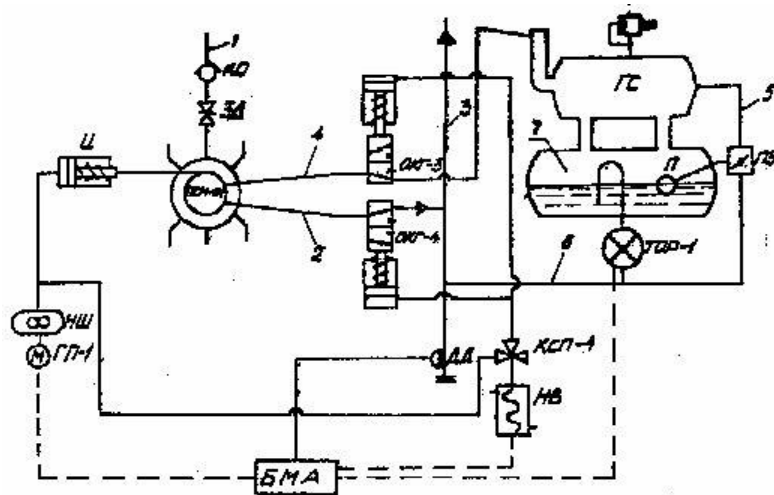


Рис. 20. Принципиальная схема автоматизированной групповой замерной установки «Спутник А»

Продукция скважин по выкидным линиям 1, последовательно проходя обратный клапан КО и задвижку ЗД, поступает в переключатель скважин типа ПСМ1М, после которого по общему коллектору 2 через отсекающий ОКГ-4 попадает в сборный коллектор 3, подключенный к системе сбора.

В переключателе ПСМ-1М продукция одной из скважин через замерный отвод 4 с отсекающим ОКГ-3 направляется в двух-емкостный замерный гидроциклонный сепаратор ГС, где газ отделяется от жидкости. Газ по трубопроводу 5 проходит через поворотный затвор ЗП, смешивается с замеренной жидкостью и по трубопроводу 6 поступает в общий сборный коллектор 3.

Отделившаяся в верхней части газосепаратора ГС жидкость поступает в нижнюю емкость и накапливается в ней. По мере повышения уровня нефти поплавков П поднимается и по достижении верхнего заданного уровня воздействует на поворотный затвор, перекрывая газовую линию 5. Давление в сепараторе повышается и жидкость из сепаратора начинает вытесняться через счетчик расхода ТОР-1. При достижении жидкостью нижнего уровня ЗП открывает газовую линию, давление в сепараторе падает, и начинается новый цикл накопления жидкости в нижней емкости.

Измеряемый дебит скважины (в м³) фиксируется электромагнитным счетчиком блока управления. Сигналы на этот блок поступают от счетчика TOP-1.

Переключение скважин на замер осуществляется блоком управления периодически. Длительность замера определяется установкой реле времени. При срабатывании реле времени включается электродвигатель гидропривода ГП-1, и в системе гидравлического управления повышается давление. Гидроцилиндр переключателя ПСМ-1 под воздействием давления гидропривода ГП-1 перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

Продолжительность замера устанавливается в зависимости от конкретных условий - дебита скважины, способов добычи, состояния разработки месторождения.

В установке «Спутник А» турбинный счетчик расхода одновременно служит сигнализатором периодического контроля подачи скважины. При отсутствии подачи скважины, поставленной на замер, блок местной автоматики выдает аварийный сигнал в систему телемеханики об отсутствии за определенный период сигналов от счетчиков TOP-1.

Аварийная блокировка скважин в установке происходит при давлении в общем коллекторе выше допустимого. В этом случае датчик давления ДД, установленный на общем коллекторе, воздействует на клапан КСП-4, давление в системе гидравлического управления отсекаелей ОКГ-3 и ОКГ-4 падает, и они перекрывают трубопроводы 2 и 4.

Срабатывание отсекаелей приводит к повышению давления в переключателе ПСМ-1 и выкидных линиях и к остановке скважин: фонтанных — за счет отсекаелей, установленных на выкиде; механизированных — за счет отключения электропривода.

На установках типа «Спутник Б» принцип измерения продукции скважин тот же. Примеры обозначения их модификаций: «Спутник Б-40-14/400», «СпутникБ4024/400». Первая модификация рассчитана на подключение 14 скважин, вторая — 24.

В отличие от «Спутника А» в «Спутнике Б» предусмотрены: возможность отдельного сбора обводненной и не обводненной продукции скважин, определение содержания воды в ней, измерение количества газа, а также дозирование химических реагентов в поток нефти и прием резиновых шаров, запускаемых на скважинах для депарафинизации выкидных линий.

Для измерения количества продукции малодебитных скважин находят применение: установки типа БИУС-40; «Спутник АМК-40-8-7,5; АСМА; АСМАСП40-8-20; АСМА-Т; Микрон» и др.

Установки типа БИУС-40 (рисунок 21) разработаны в четырех модификациях БИУС-40-50, БИУС-40-2-100, БИУС-40-3-100 и БИУС-40-4-100 для подключения собственно одной, двух, трех и четырех скважин.

Установка БИУС-40 состоит из технологического блока и блока управления.

Газожидкостная смесь по выкидному коллектору скважин и трубопроводу 11 поступает в сепарационную ёмкость 1, где происходит отделение газа от жидкости. Газ отводится в выходной трубопровод 9 и смешивается с жидкостью. Расход газа для замера газового фактора, определяется переносным дифманометром по диафрагме 4. При определенном уровне накопленной в сепараторе жидкости поплавков через систему рычагов перекрывает заслонку 3 на газовой линии и давление в сепараторе повышается. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом, установленного регулятором расхода 15, клапан последнего открывается и жидкость под избыточным давлением продавливается через счетчик ТОР-1-150 16 в выходной трубопровод.

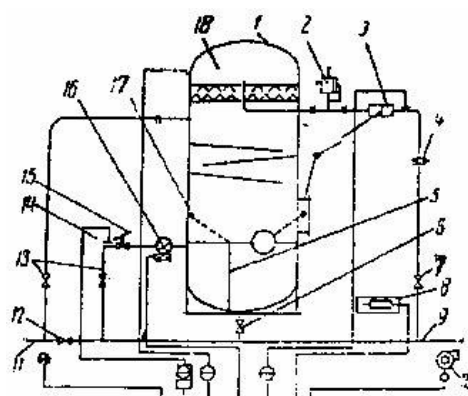


Рис. 21. Принципиальная схема установки БИУС-40

Регулятор расхода, независимо от дебита подключенной скважины, обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик с расходами, указанными в документации счетчика. При определенном нижнем уровне поплавков через систему рычагов открывает заслонку, давление в сепараторе снижается, клапан регулятора расхода перекрывает нефтяную линию и цикл повторяется. Счетчик ТОР-1-50 интегратором суммирует замеренные сливаемые порции жидкости и преобразовывает их объёмы в электрический сигнал, регистрируемый в счетчике блока управления. При повышении или понижении допустимого давления на установке электро-контактный манометр 14 с блоком управления формирует аварийный сигнал, загорается лампочка в блоке управления, и при наличии КП телемеханики сигнал может передаваться в диспетчерский пульт. Предохранительный клапан 2 не допускает превышение рабочего давления внутри емкости. Обогреватель 8 и вентилятор 10 обеспечивают в зимнее время нормальную работу установки. Перегородка 5 и сетка 17 защищает турбинку счетчика от инородных тел. Инородные тела и парафин, накопленные в грязевом отсеке, периодически сбрасываются через задвижку 6 в выходной трубопровод. Решетка 18 служит для очистки газа от капельной жидкости. При необходимости отключения установки продукция скважины направляется по байпасу закрытием задвижек 13 и 7 и открытием задвижки 12.

В настоящее время выпускается более 10 модификаций замерных установок типа «Спутник».

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОТДЕЛЕНИЯ НЕФТИ ОТ ГАЗА И СВОБОДНОЙ ВОДЫ

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от продукции нефтяных скважин, называют газосепаратором.

В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды.

На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью отдельного измерения дебита скважин по жидкости и газу. После измерения нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазовый коллектор.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы — гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях получили горизонтальные сепараторы, характеризующие повышенной пропускной способностью при одном и том же объеме аппарата, лучшим качеством сепарации, простотой обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

В настоящее время выпускаются двухфазные горизонтальные сепараторы типа НГС и типа УБС. Наряду с двухфазными организовано производство трехфазных сепараторов, которые, помимо отделения газа от нефти, служат также для отделения и сброса свободной воды. К трехфазным сепараторам относятся установки типа УПС. Перечисленные сепарационные установки служат в качестве технологического оборудования центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН).

В тех случаях, когда на месторождении или группе месторождений пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до ЦППН, применяются сепарационные установки с насосной откачкой или дожимные насосные станции (ДНС).

Сепараторы типа НГС предназначены для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующей ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

Выпускается нормальный ряд сепараторов НГС с пропускной способностью по жидкости 2000- 30000 т/сут.

Сепаратор типа НГС (рисунок 22) состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 3, изменяет свое направление на 90° , и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной

жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке 22 не показаны) поступает в газосборную сеть.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает:

- автоматическое регулирование рабочего уровня нефтегазовой смеси в сепараторе;
- автоматическую защиту установки (прекращения подачи нефтегазовой смеси в сепаратор) при:
 - а) аварийном повышении давления в сепараторе;
 - б) аварийно-высоком уровне жидкости в сепараторе;
- сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.

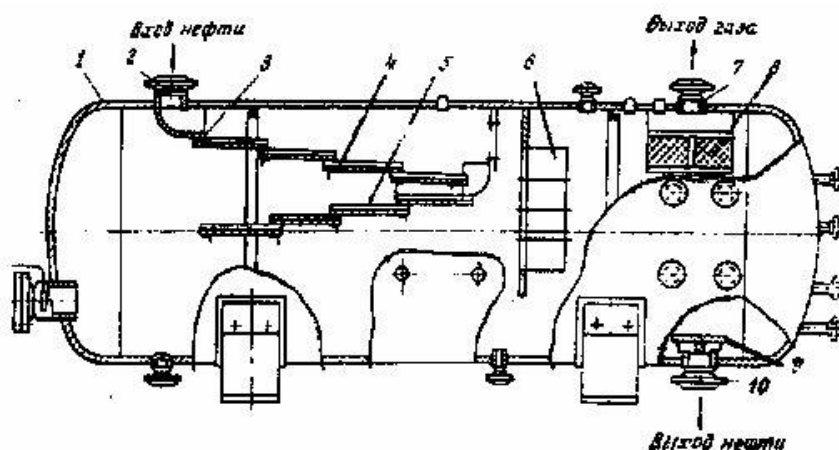


Рис. 22. Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепаратор нефтегазовый НГС по ГП 805 предназначен для сепарации газонефтяной смеси на первой, промежуточной и концевой ступенях в системах сборов и установках подготовки нефти.

Сепараторы центробежные вертикальные СЦВ-500М, СЦВ-1000М предназначены для окончательной очистки газа от капельной жидкости после газонефтяных сепараторов.

Сравнительная характеристика сепараторов СЦВ-1000/16 и НГС при использовании его в качестве газосепаратора.

Установки блочные сепарационные УБС-3000/6; УБС-1500/6; УБС-1500/14; УБС-6300/6; УБС-6300/14; УБС-16000/6; УБС-10000/6 обычно состоят из технологической емкости, каплеотбойника, депульсатора, технологической обвязки трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и системы автоматизации (рисунок 23).

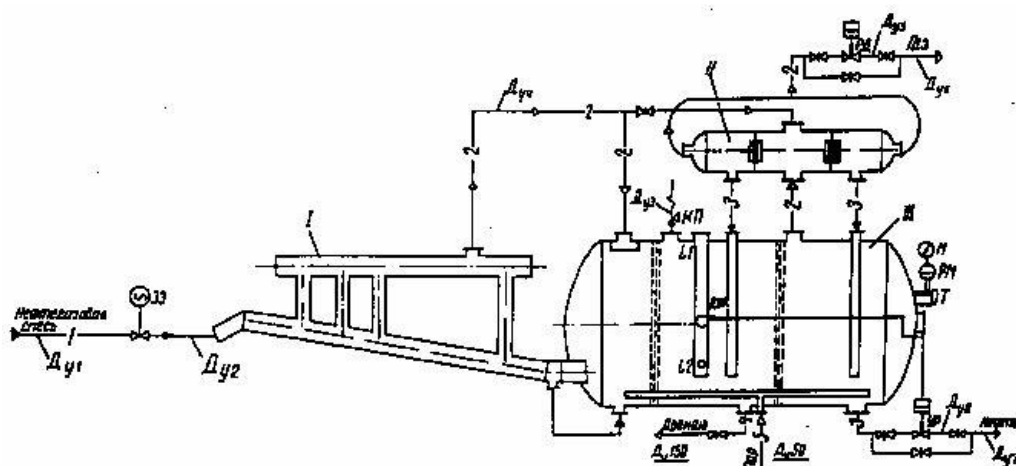


Рис. 23. Принципиальная схема сепарационной блочной установки

1 — нефтегазовая смесь; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — дренаж;
5 — пар: I — депульсатор; II — каплеотбойник; III

Технологическая емкость, депульсатор, каплеотбойник с устройством предварительного отбора газа системой обвязки трубопроводами и запорно-регулирующей арматуры объединены в сепарационный блок. Для обслуживания установки предусмотрена площадка.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе I, окончательном разгазировании в технологической емкости III и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике II. Газонефтяная смесь от скважин поступает в депульсатор I, где происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник II, а нефть поступает в технологическую емкость III. В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и через регулятор давления направляется в газопровод. Собранная в каплеотбойнике жидкость стекает по патрубкам в технологическую емкость. Из последней нефть проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, способствующих вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа,

их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти. Окончательно отсепарированная нефть направляется через выходной патрубок и регулятор уровня жидкости в нефтепровод.

При необходимости подачи газа из депульсатора в каплеотбойник через газовое пространство технологической емкости на газовой линии между каплеотбойником и депульсатором предусмотрена задвижка, а между депульсатором и технологической емкостью - газопровод.

Технологический процесс на установке полностью автоматизирован и обеспечивает:

- автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической емкости;
- сигнализацию предельных значений давления верхнего и нижнего уровней нефти в технологической емкости;
- местный контроль уровня температуры нефти и давления в технологической емкости;
- выдачу сигнала на автоматическое закрытие приемной линии установки при достижении верхнего предельного уровня нефти;
- формирование общего аварийного сигнала на диспетчерский пункт.

Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводненной нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учетом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0,6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1,6 МПа.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УПС — установка с предварительным сбросом воды; А — в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв — пропускная способность по жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); вторая цифра — допустимое рабочее давление; М — модернизированная.

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и

сброса воды, запорно-регулирующей арматуры, системы контроля и управления (рисунок 24).

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделен на два отсека — сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2. Для равномерного потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

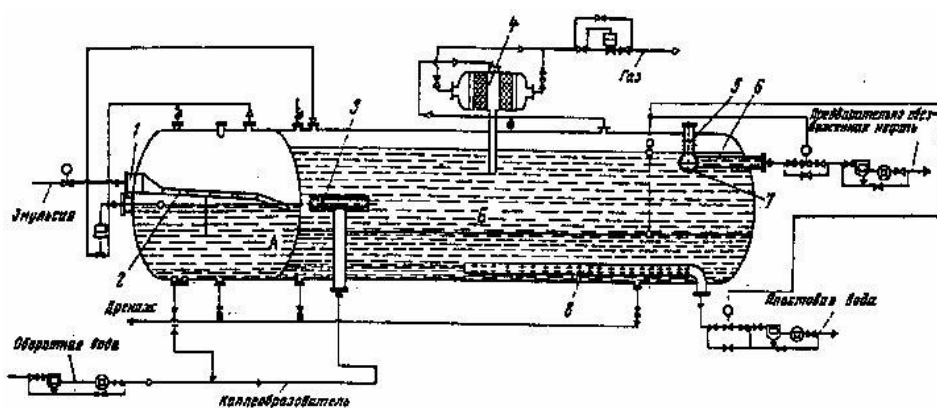


Рис. 24. Принципиальная схема установок типа УПС-8000 и УПС-6300

В отстойном отсеке для более полного использования объема емкости имеются распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установке УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где происходит отделение газа от

жидкостной фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня, отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления — в газовый коллектор.

В случае применения установки на I ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на II ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А передавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть — в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата, и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части емкости.

Система контроля и управления должна осуществлять:

- регулирование уровня «нефть-газ» на уровне 2400 мм;
- регулирование уровня «нефть-вода» на уровне 900 мм;
- регулирование давления в технологической емкости;
- измерение количества предварительно обезвоженной нефти;
- измерение количества сбрасываемой воды;
- измерение количества оборотной воды;
- сигнализацию достижения заданных значений давления и предельного уровня нефти в емкости;
- аварийную отсечку по входу продукта при достижении уровня нефти в аппарате 2600 мм и заданном давлении;
- измерение давления и температуры.

При работе в режиме полного заполнения не осуществляется регулирования уровня «нефть-газ» и сигнализация аварийного уровня, предварительно обезвоженная нефть отводится через верхний штуцер 5, связанный с перфорированной трубой, а штуцер 6 закрывается.

Сепарационные блочные установки с насосной откачкой предназначены для сепарации нефти от газа и подачи отсепарированной нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти в системах герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Установки в основном состоят из сепарационного блока, блока коллектора, блока измерения и регулирования, комплекса системы автоматизации, межблочной обвязки коммуникаций, укрытия и площадок обслуживания. В качестве сепараторов приняты сепараторы соответствующей производительности и рабочих давлений. Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, окончательном разгазировании в технологической емкости и подаче нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти.

Дожимные насосные станции КДНС-1000БТ и ДНС-5000БТ предназначены для герметизированного сбора и сепарации продукции скважин, частичного обезвоживания нефти и транспортировки ее до установок подготовки нефти, очистки воды и закачки ее в пласт.

Новые ДНС позволяют использовать малолюдную технологию на вновь осваиваемых месторождениях; в несколько раз снизить площади застройки, занимаемые ДНС; снизить энергоемкость и металлоемкость при добыче одной тонны нефти.

Система автоматического управления новых ДНС с использованием микропроцессорной техники позволяет вести сбор, обработку, отображение, регистрацию технологических параметров, выдачу команд управления исполнительным органам оборудования, автоматическое включение резервного питания, оптимизацию технологических режимов, обмен информацией и принятие команд с верхнего иерархического уровня.

Кустовая дожимная насосная станция КДНС-1000БТ, номинальной производительностью 1000 м³/сутки по жидкости, предназначена для размещения непосредственно на кусте нефтяных скважин, либо на отдельных небольших нефтяных месторождениях.

Дожимная насосная станция ДНС-5000БТ, номинальной производительностью 5000 м³/сутки по жидкости, предназначена для размещения в системе сбора крупных и средних месторождений.

Технологический процесс и оборудование в схеме ДНС-5000БТ разработаны на основе эксплуатации и проектирования ДНС на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

НЕФТЯНЫЕ НАГРЕВАТЕЛИ И ПЕЧИ. УСТЬЕВЫЕ И ПУТЕВЫЕ НАГРЕВАТЕЛИ

При сборе высокопарафинистых, вязких нефтей, а также нефтей, имеющую высокую температуру застывания, с целью обеспечения текучести нефти, необходимо подогревать продукцию скважин, от устья скважин вплоть до ЦПС и подготовки нефти и газа.

Для подогрева продукции скважин в выкидных линиях применяют устьевые нагреватели УН-0,2 и ПТТ-2 (рисунок 25), а для подогрева продукции скважин в нефтесборных коллекторах — путевые нагреватели ПП-0,4; ПП-0,63; ПП-1,6 и трубопроводные нагреватели типа ПТ.

Подогреватель нефти ППТ-0,2 состоит из наклонного цилиндрического сосуда 8 с батареей тепловых трубок 5, газовым сепаратором 6, патрубками ввода нефти 7, топки 1 с газовой инжекционной двухсопловой горелкой 2 и дымовой трубкой 3 с кожухом 4 для защиты обслуживающего персонала от ожогов.

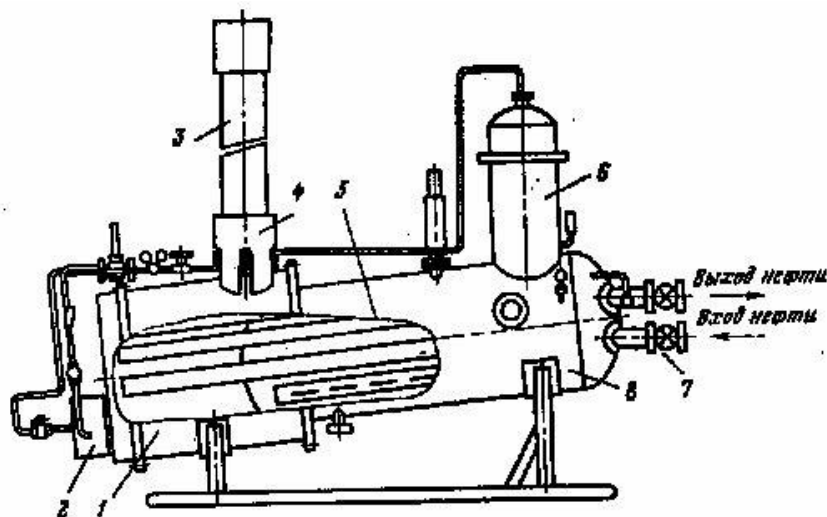


Рис. 25. Подогреватель нефти типа ППТ-0,2

Поступающая в сосуд подогревателя нефтегазовая смесь нагревается тепловыми трубами и выходит из подогревателя. Часть газа, выделившегося из нефти, очищаясь в сепараторе, поступает через узел регулирования на горелку. За счет сжигания газа в топке происходит нагрев топочных концов тепловых труб. Тепловая труба представляет собой толстостенную цельнотянутую стальную трубу, заполненную на 1/3 своего внутреннего объема дистиллированной водой и герметически заваренную с обоих концов. Во избежание замораживания труб во время возможной остановки печи в них добавлено некоторое количество этилового спирта. Трубы в подогревателе расположены с наклоном в сторону топки, равным 100 мм на 1 м трубы, и приварены к одному из днищ сосуда таким образом, что один конец длиной 2 м находится внутри сосуда, а другой - длиной 1 м в топке.

Устьевой нагреватель ППТ-0,2 оснащен приборами контроля и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с нагревателем: ртутным техническим термометром АНЗ-1-110-220, манометрами ОБМ1-100, регулятором температуры РТ-П25-2 и регулятором давления РД-32М.

Комплекс приборов обеспечивает:

- регулирование температуры жидкости в сосуде;
- регулирование давления топливного газа перед горелкой и запальником;
- технологический контроль за температурой и давлением.

Автоматизированные блочные газовые печи с водяным теплоносителем ПП 1,6; ПП-0,63 предназначены для подогрева обезвоженных нефтей, нефтяных эмульсий и воды, для различных технологических нужд.

ОТСТОЙНИКИ И ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники. Наибольшее распространение получили отстойники с нижним распределенным вводом эмульсии (ОГ-200, ОГ-200С, ОВД-200) и отстойники с радиальным и горизонтальным вводом сырья (ОБН).

Горизонтальный отстойник ОГ-200С (ОГ-200) предназначен для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки легких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие коррозионно-активные компоненты. В шифре приняты следующие обозначения: ОГ — отстойник горизонтальный; число — объем емкости (в м³); С — с сепарационным отсеком.

Отстойник ОГ-200С (рисунок 26) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами.

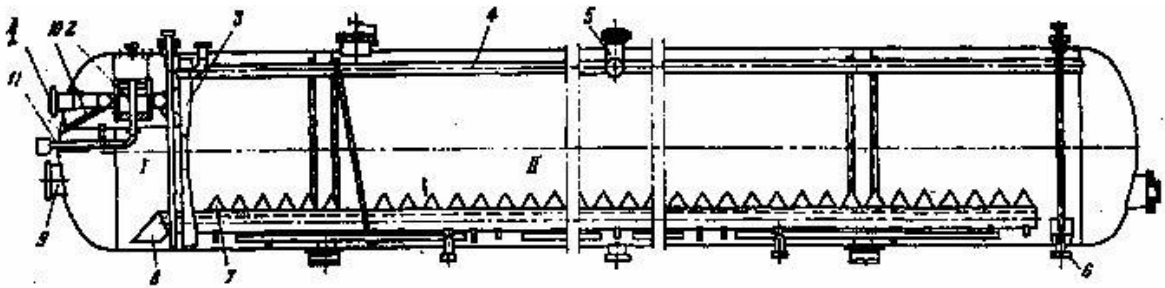


Рис. 26. Схема отстойника ОГ-2000С

Перегородкой 3 емкость разделена на два отсека, из которых левый I - сепарационный, а правый II - отстойный. Отсеки сообщаются друг с другом при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы 8 с наружным диаметром 426 мм, снабженные отверстиями, расположенными в верхней части. Над отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы 7, имеющие на своих боковых гранях отверстия.

В верхней части сепарационного отсека находится сепаратор газа 2, соединенный при помощи фланцевого угольника со штуцером выхода газа 11, расположенным в левом днище. В верхней части отстойного отсека расположены четыре сборника нефти 4, соединенные с коллектором и штуцером выхода отстаившейся нефти. В нижней части этого отсека имеется штуцер 6 для удаления отделившейся воды.

Подогретая нефтяная эмульсия через штуцер 1 поступает в распределитель, расположенный в верхней части сепарационного отсека. При этом из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер 11 сбрасывается в сборную сеть. Уровень жидкости в сепарационном отсеке регулируется при помощи регулятора межфазного уровня, поплавковый механизм которого врезается в люк 9. Дегазированная нефть из сепарационного отсека попадает в два коллектора 8,

находящихся в отстойном отсеке. Над коллекторами находятся распределители эмульсии 7. Из коллекторов нефть поступает под коробчатые распределители и через отверстия, просверленные в их боковых поверхностях, вытекает тонкими струйками под уровень пластовой воды в отсеке. Благодаря наличию коробчатых распределителей нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади аппарата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник 4, расположенный в верхней части отстойного отсека, и через штуцер 5 выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер 6 с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод.

Отстойник ОГ-200С поставляется комплектно с контрольно-измерительными приборами, позволяющими осуществлять автоматическое регулирование уровней раздела «нефть - газ» и «нефть - пластовая вода» в отсеках, а также местный контроль за давлением среды в аппарате, уровней раздела «нефть - газ» и «нефть - пластовая вода».

Горизонтальные отстойники ОВД-200 и ОБН-3000/6 предназначены для отстоя нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. В шифре приняты следующие обозначения: ОВД — отстойник с вертикальным движением; 200 — объем емкости (в м³); ОБН — отстойник блочный нефтяной; число в числителе — номинальная пропускная способность (в м³/сут); число в знаменателе — рабочее давление.

Отстойник ОВД-200 (рисунок 27) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм.

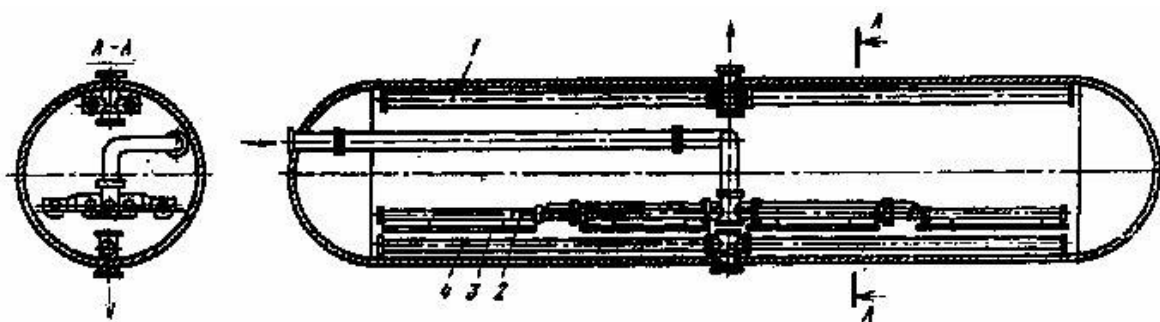


Рис. 27. Общий вид отстойника ОВД-200

Отстойник оснащен распределителем эмульсии 2, сборниками нефти 1 и воды 4, выполненными из перфорированных труб. Распределитель эмульсии состоит из двух гребенок (двухсторонних) с четырьмя трубами в ряду. По нижним образующим труб распределителя расположены отверстия, под которыми установлены V-образные отбойные устройства 3. Такое расположение отверстий предотвращает накопление грязи и механических примесей в трубах и способствует равномерному отводу выделяющейся воды. Отбойные устройства предназначены для гашения кинетической энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного распределения их по сечению аппарата и предотвращения перемешивания нижележащих слоев воды.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и на эффекте промывки эмульсии, как в слое дренажной воды, так и в промежуточном слое высококонцентрированной эмульсии, выполняющем роль своеобразного коалесцирующего фильтра.

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

В шифре приняты следующие обозначения: ЭГ — электродегидратор; первое число — объем емкости в м³, второе — рабочее давление.

Электродегидратор представляет собой горизонтальную стальную, цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Осна-

щен распределителем эмульсии, сборниками нефти и воды, выполненными из перфорированных труб.



Эти устройства электродегидратора ничем не отличаются от соответствующих устройств в отстойниках типа ОВД-200. В отличие от отстойников электродегидратор ЭГ-200-10 оснащен двумя электродами — верхним и нижним, куда подается высокое напряжение промышленной частоты. Принцип работы электродегидратора основан на воздействии на эмульсию электрического поля переменной частоты. Под воздействием сил электрического поля глобулы воды в эмульсии испытывают непрерывную деформацию, что способствует эффективному разрушению эмульсий.

БЛОКИ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМРЕАГЕНТОВ

В настоящее время отечественной промышленностью изготавливаются блоки и установки дозирования химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.п.) БР-2.5; БР-10; БР-25; НДУ; УДС; УДЭ; УДПВ. Предназначены для приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в любой точке трубопровода промысловой системы транспорта и подготовки нефти на участке скважины до установки комплексной подготовки нефти.

Все оборудование установок БР-2,5 и БР-10 (рисунок 29) размещено в теплоизолированной будке. Будка разделена герметичной перегородкой на два отсека (технологический и приборный).

В технологическом отсеке размещены технологическая емкость 1, трубчатый электронагреватель 11 шестеренный и дозировочный 3 насосы, а также средства контроля и управления 10.

Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

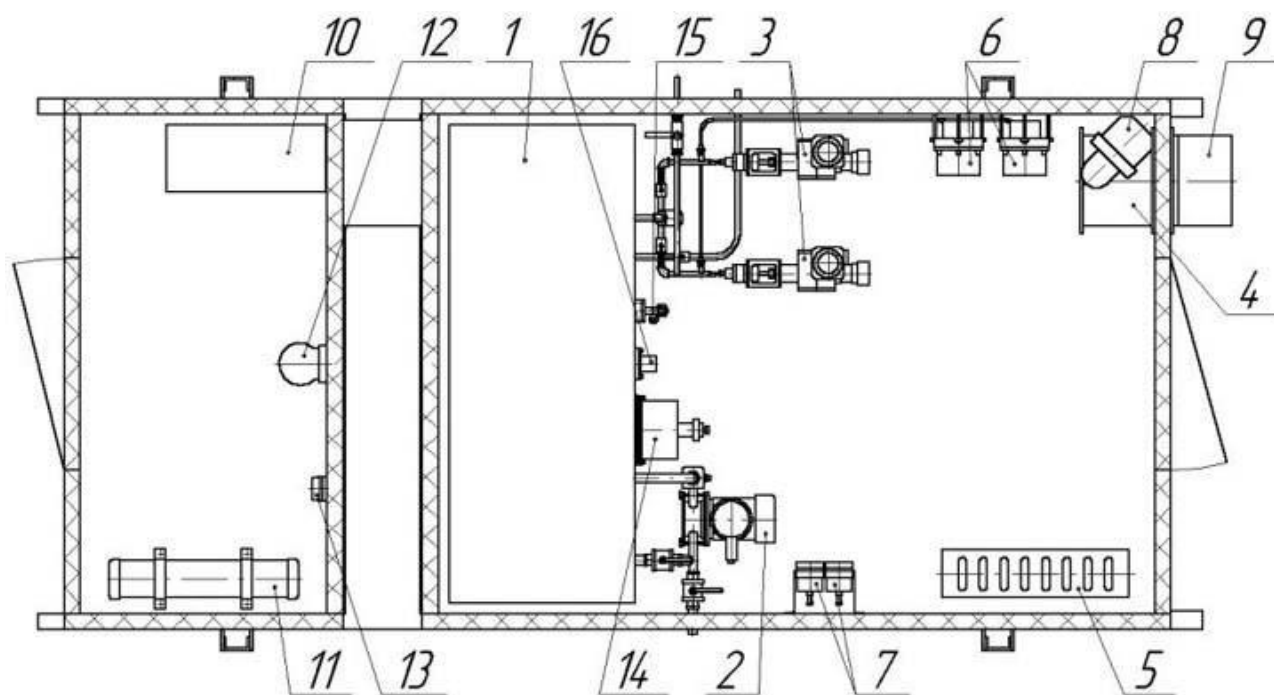




Рис. 29. Блок дозирования химреагентов

Справочник

Дополнительные материалы

Справочные материалы

1.  [Паспорт изделия «Вантуз для врезки в магистральный нефтепровод»](#)
PDF, 0,2 Мб
2.  [Основные положения по разработке специальной \(рабочей\) инструкции по очистке полости и испытанию](#)
PDF, 0,2 Мб

Рекомендуемая литература

1. [РД 08-272-99](#) «Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности»
2. [ГОСТ 13846-89 СТ СЭВ 4354—83](#) «Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции»
3. [ГОСТ 30767-2002](#) «Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин. Требования безопасности и методы испытаний»
4. [ГОСТ 13862-90](#) «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции»
5. [ГОСТ 16293-89 \(СТ СЭВ 2446-88\)](#) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры»
6. [ГОСТ 24032-80](#) «Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний»
7. [ГОСТ 28113-89](#) «Установки подъемные для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Типы и основные параметры»
8. [ГОСТ 28618-90 \(ИСО 6807-84\)](#) «Рукава резиновые и рукавные соединения для вращательного бурения и гашения вибрации. Технические условия»
9. [ГОСТ 28996-91](#) «Оборудование нефтепромысловое устьевое. Термины и определения»
10. [ГОСТ 30776-2002](#) «Установки насосные передвижные нефтегазопромысловые»
11. [ГОСТ Р 51365-99 \(ИСО 10423-94\)](#) «Оборудование нефтепромысловое добычное устьевое. Общие технические условия»
12. [ГОСТ Р 51896-2002](#) «Насосы скважинные штанговые. Общие технические требования»
13. [ГОСТ 5286-75](#) «Замки для бурильных труб»
14. [ГОСТ 6031-81 \(СТ СЭВ 2448-80\)](#) «Насосы буровые. Основные параметры»
15. [ГОСТ 25560-82](#) «Устройства дыхательные цистерн для нефтепродуктов. Технические условия»
16. [ГОСТ 9018-89](#) «Колонки топливораздаточные. Общие технические усло-

- вия»
17. [ГОСТ 25570-82](#) «Крышки люков цистерн для нефтепродуктов. Типы, основные параметры и размеры»
 18. [ГОСТ 28922-91](#) «Установки насосные передвижные нефтепромысловые. Типы и основные параметры»

Помощь

Решения некоторых возможных проблем и информация о лекции

- Большая часть возникающих проблем при чтении лекции (нерабочие ссылки, видео–файлы) решается установкой новой (последней) версии программы Adobe Reader. Это специальная программа для чтения pdf–файлов. Скачайте программу из раздела «Библиотека» вашего кабинета слушателя или с [официального сайта Adobe](#).
- Для полноценного использования лекционного материала, также необходимо подключение к Интернет, поскольку большинство ссылок ведет на Интернет–ресурсы и сервер Академии. Если ссылки в лекции не работают, ваше Интернет–подключение прервалось, отсутствует, либо слишком медленно.
- Вы можете сохранить лекцию на свой компьютер и использовать её оффлайн, без подключения к Интернет, но ссылки, ведущие в Интернет, в этом случае, работать не будут.

- Документ имеет ограничение на печать, копирование и редактирование содержимого.

Лекция разработана для [Образовательного портала Академии](#)

Главный сайт Академии: <http://akdgs.ru>

Телефон: **(499) 186–33–83**