

Х. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД) НА НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ

10.1. ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ ППД

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мех примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (см. рис.10.1)

- систему нагнетательных скважин;
- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);
- станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

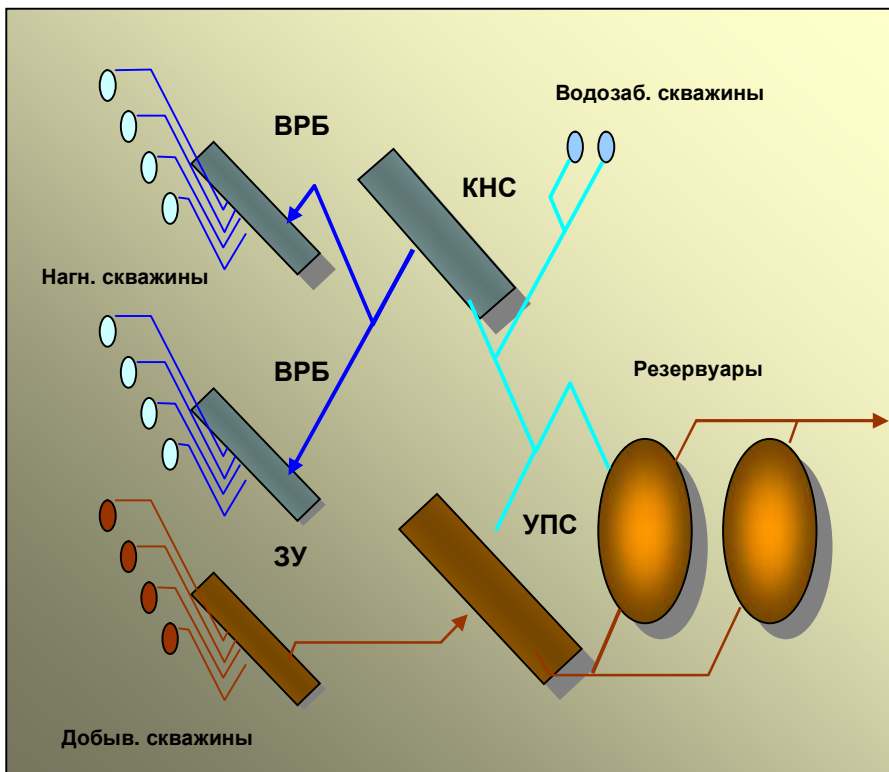


Рис.10.1.1. - Принципиальная схема системы ППД

10.2. СИСТЕМА ТРУБОПРОВОДОВ ППД

К трубопроводам системы поддержания пластового давления относятся:

- нагнетательные линии (трубопровод от ВРБ до устья скважины);
- водоводы низкого давления (давление до 2 МПа);
- водоводы высокого давления (в водоводах высокого давления нагнетание воды осуществляется насосными агрегатами);
- внутриплощадочные водоводы (водоводы площадочных объектов).

Транспортируемой продукцией трубопроводов является агрессивная смесь вод, содержащая: механические примеси, серу, кальцит и другие вредные вещества.

Технологии сбора и транспорта продукции.

Подача воды на блочные кустовые насосные станции (БКНС) осуществляется из нескольких источников:

- по водоводам низкого давления подается пластовая вода (УПСВ и ЦППН (ЦПС));
- по водоводам низкого давления подается вода из водозаборных скважин;
- из открытых водоемов по водоводам низкого давления подается пресная вода.

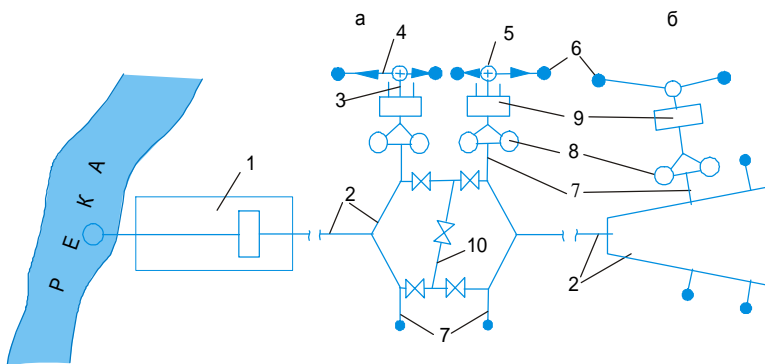


Рис.10.2.1. - Кольцевая (а) и лучевая (б) водораспределительные системы

1 – водоочистная станция; 2 – магистральный водовод; 3 – водовод высокого давления; 4 – нагнетательная линия; 5 – колодец; 6 – нагнетательные скважины; 7 – подводящие водоводы; 8 – подземные резервуары чистой воды; 9 – кустовая насосная станция; 10 – переключатель.

Из БКНС рабочий агент (вода) через водораспределительные блоки (ВРБ) по водоводам высокого давления и нагнетательным линиям скважин подается для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Основные технологические параметры

Конструкция промышленных трубопроводов (диаметр, толщина стенки), способ их прокладки, материал для их изготовления определяются проектной организацией и обеспечивают:

- безопасную и надежную эксплуатацию;
- промышленный сбор и транспорт вод системы ППД в нагнетательные скважины;
- производство монтажных и ремонтных работ;
- возможность надзора за техническим состоянием водоводов;
- защиту от коррозии, молний и статического электричества;

- предотвращение образования гидратных и других пробок.

Таблица 10.2.1

Рабочее давление в трубопроводах системы ППД

№	Назначение трубопровода.	Рабочее давление, МПа.
1	Выкидные линии водозаборных скважин.	До 2
2	Водоводы низкого давления.	До 2
3	Водоводы высокого давления, нагнетательные линии скважин.	10...22
4	Внутриплощадочные трубопроводы.	Согласно регламентам ДНС, БКНС, ЦППН

10.3. Напорные трубы

Размеры и масса нефтепроводных труб (по ГОСТ 3101 – 46) приведены в табл. 10.3.1.

Нефтепроводные трубы испытываются на гидравлическое давление не более 40 МПа, рассчитываемое по формуле

$$P = 20 \delta \sigma / d \quad (10.3.1)$$

где P – гидравлическое давление в МПа; δ – минимальная толщина стенки в мм.; σ – допускаемое напряжение, принимаемое равным 35% предела прочности, в кг/мм²; d - внутренний диаметр трубы, в мм.

Графитовые смазки для резьбовых соединений труб

Для смазывания резьбовых соединений труб применяют графитовые смазки следующих составов:

- 1) 5 массовых частей машинного масла, 1массовая часть графитового порошка (смесь тщательно размешивается до мазеобразного состояния);
- 2) 50...60 % графитового порошка, 5% технического жира, 1,5 % каустической соды крепостью 32 град. Ве, 33,5 – 43,5 % машинного масла (все составляющие части берутся в процентах к общей массе);
- 3) 24% - солидола, 36% графита, 8% известкового молока, 2% канифоли (все составные части берутся в процентах к общей массе).

Продолжение табл. 10.3.1

	Толщина стенки, мм									Длина трубы, м	
	9,5	10	11	12	13	14	15	16	17	1 класса	2 класса
	Масса 1 пог. м., при плотности металла 7850 кг/м ³ , кг										
146	31,98	33,54	36,62	39,66	42,64	45,57	48,46	51,30	54,08	8-19	5-19
168	35,03	36,75	40,15	43,50	46,81	50,06	53,27	56,43	59,53		
194	39,95	41,92	45,85	49,72	53,54	57,31	61,04	64,71	68,34		
219	43,23	45,38	48,64	53,86	58,03	62,15	66,22	70,24	74,21		
245	49,08	51,54	56,43	61,26	66,04	70,78	75,46	80,10	84,69		
273	55,17	57,95	63,48	68,95	74,38	79,76	85,08	90,36	95,59		
299	67,83	71,27	78,13	84,93	91,69	98,40	105,06	111,67	118,23		
325	73,92	77,68	85,18	92,63	100,03	107,38	114,68	121,93	129,13		
351	80,01	84,10	92,23	100,32	108,36	116,35	124,29	132,19	140,03		
377	-	90,51	99,29	108,02	-	125,33	133,91	-	-		
426	-	-	112,58	122,52	132,41	142,25	-	-	-		

10.4. Насосные станции и установки для закачки воды

Для закачки воды используются насосные станции и установки, базирующиеся, в основном, на центробежных поршневых насосных агрегатах (рис. 10.4.1).

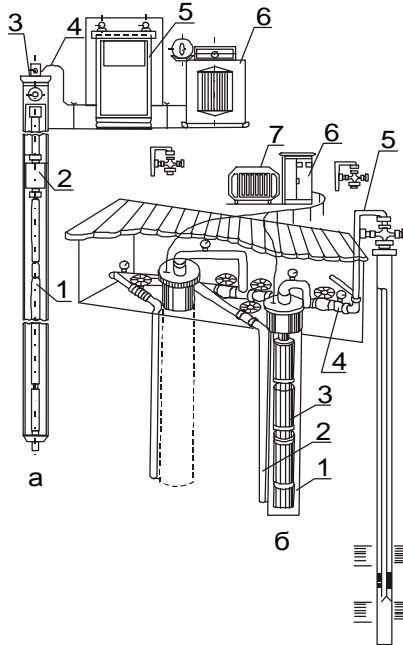


Рис.10.4.1 - Установка погружного центробежного электронасоса
а - для подачи пластовых вод: 1 – погружной электродвигатель; 2 – погружной насос; 3 – оборудование устья скважины; 4 – силовой кабель; 5 – комплексное оборудование; 6 – трансформатор;
б – для закачки воды: 1 – шурф; 2 – разводящий водовод; 3 – электронасосный погружной аппарат; 4 – контрольно-измерительные приборы; 5 – нагнетательный водовод; 6 – комплексное устройство; 7 – трансформатор

К насосным станциям, называемым кустовыми насосными станциями (КНС), подключается до нескольких десятков нагнетательных скважин. Наибольшее развитие получили кустовые насосные станции блочного исполнения. Выделяются блочные кустовые насосные станции (БКНС) на базе центробежных насосов

ЦНС-180 и ЦНС-500. Состав БКНС в зависимости от числа насосов приведен в табл.10.4.1.

Описание конструкции и принцип действия БКНС

Насосный блок включает в себя в качестве основных элементов центробежные многоступенчатые секционные насосы типа ЦНС-180 или ЦНС-500, основные показатели которых, в зависимости от числа ступеней, приведены в табл.10.4.1. Насосный блок включает электропривод насоса (синхронного типа серии СТД со статическим возбуждением или асинхронного типа серии АРМ), масляную установку для насосного агрегата, осевой вентилятор с электроприводом, пост местного управления с кнопкой аварийного останова, стенд приборов, запорно-регулирующую арматуру насосного агрегата, технологические трубопроводы.

На типовой технологической схеме БКНС (рис. 10.4.2) цифрами обозначено: 1, 2, 7 - шкафы соответственно трансформаторные, вводы кабеля и управления дренажными насосами; 3 - станция управления; 4 - распределительное устройство низковольтное; 5, 6 - щиты приборный и общестанционный; 8, 13, 23 - насосы 1СЦВ, ЦНСК и ЦНС180; 9, 11, 21 - клапаны соответственно: обратный, подъемный и обратный; 10, 19, 26, 28 - вентили соответственно: запорный, электромагнитный, регулирующий, угловой; 12, 14, 16, 17, 20 - задвижки ЗКЛ и электроприводная; 15 - фильтр; 18 - маслоохладитель; 22 - бак масляный; 24 - муфта зубчатая; 25 - электродвигатель; 27 - диафрагма; I - насосные блоки; II - блок дренажных насосов; III - блок низковольтной аппаратуры и управления; IV - блок напорных гребенок; V - распределительное устройство РУ-6(10) кВ; VI - трансформаторная комплектная подстанция КТПН 66-160/6КК; VII - резервуар сточных вод.

В состав БКНС входят насосные блоки двух видов: НБ-1 (крайний насосный блок) и НБ-2 -средний. Блок НБ-1 обязателен независимо от числа насосных агрегатов в составе БКНС. Различие этих блоков - в исполнении их укрытия.

Приемная линия насосного агрегата оборудуется сетчатым фильтром и ручной задвижкой типа ЗКЛ2, нагнетательная линия – обратным клапаном и электроприводной задвижкой типа В-403 .

Блок напорной гребенки (БГ), предназначенный для учета и распределения поступающей от насоса ТЖ по напорным трубопроводам, размещают в отдельном цельнометаллическом боксе на расстоянии не менее чем 10 м от остальных блоков. Включает в себя распределительный коллектор, коллектор обратной промывки, пункт управления, расходомер с сужающим устройством, запорный вентиль, вентилятор, площадку для обслуживания, электропечь.

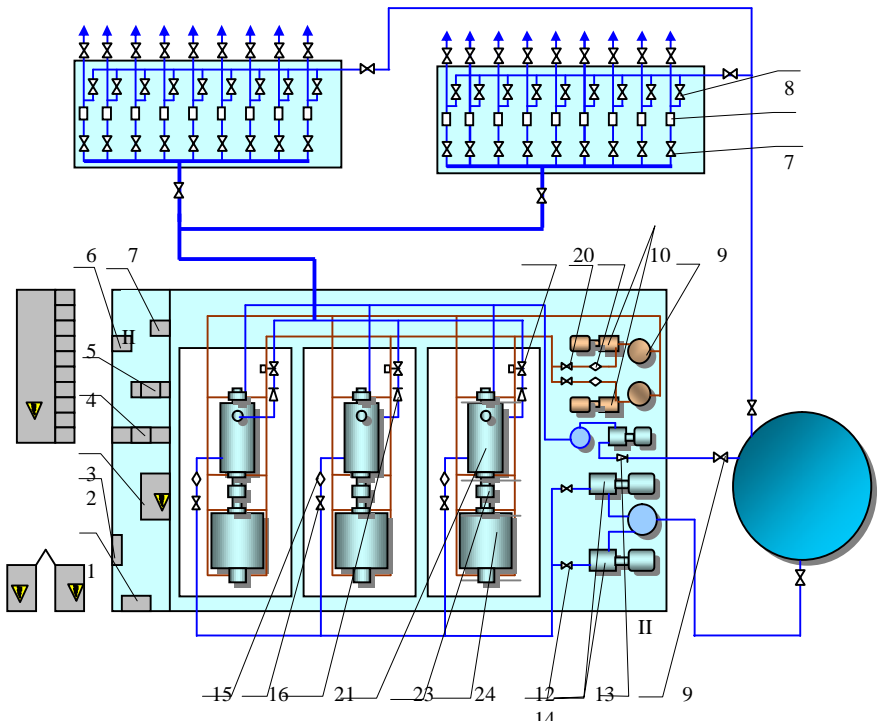


Рис. 10.4.2 - Типовая технологическая схема БКНС

Перспективным направлением является применение гидропроводных модульных насосов с «абсолютной» регулируемостью подачи.

Электропровод и кабели уложены в металлических коробах, стальных трубах, гибких металлорукавах. В БА электропроводы (стянутые в жгуты) и кабели проложены в лотках под настилом, доступ к которым осуществляется через люки.

Работа станции происходит следующим образом. Технологическая вода через всасывающий трубопровод подается на вход центробежного насоса ЦНС-180. От насоса по напорному трубопроводу вода подается в БГ, где распределяется на восемь, пять или четыре водонапорных водовода (в зависимости от типа БГ) и далее подается на нагнетательные скважины.

Для сброса воды из водоводов при ремонте БГ имеется специальный коллектор. Насосные агрегаты с насосами ЦНС 180-1900 и ЦНС 180-1422 снабжены индивидуальными маслосистемами, обеспечивающими принудительную подачу масла для смазки и охлаждения подшипников насоса и электродвигателя.

Система водяного охлаждения предусматривает охлаждение масла при принудительной смазке подшипников насосного агрегата НБ; охлаждение подшипников НА с насосом ЦНС- 1050; подачу воды для охлаждения и запираания сальников концевых уплотнений насосов ЦНС-180 в случае падения давления во всасывающем патрубке насоса до 0,1 МПа, а также охлаждение электродвигателей с 3ЦВ.

Из резервуара сточная вода периодически перекачивается основными насосами БД ЦНСК-60/254 на вход насосов ЦНС-180.

В БА установлена аппаратура, обеспечивающая пуск, контроль основных параметров и эксплуатацию станции, аппаратуры распределения электроэнергии, щитов управления двигателями, отопления и дренажных насосов. Измерение, запись давления и расхода воды, поступающей в нагнетательные скважины производится расходомерными устройствами, расположенными на каждом водоводе БГ.

В качестве основного варианта рассмотрим насосный блок с принудительной смазкой подшипников насосного агрегата НА (давление на выкупе насосов выше 10 МПа). В НБ установлены:

- насосный агрегат НА, состоящий из насоса типа ЦНС-180 и электродвигателя;
- маслоустановка и трубопроводы системы смазки с арматурой;
- трубопроводы и арматура технологической воды;
- трубопроводы и арматура системы охлаждения;
- трубопроводы подпора и охлаждения сальников насоса;
- дренажные трубопроводы;
- кнопочный пост управления маслоустановкой,
- кнопочный пост управления электроприводной задвижкой;
- коробка и трубы электропроводки,
- аварийная кнопка;
- манометровая колонка;
- кнопочный пост управления вентиляцией.

Установленное оборудование смонтировано и закреплено на саях и ограждающих конструкциях блока.

Центробежный секционный насос ЦНС-180 имеют номинальную производительность 180 м³/ч при расчетном (номинальном) давлении на выкуде насоса. Допускается изменение расхода воды от 50 до 180 м³/ч при плотности воды равной 1000-1001кг/м³

Для защиты проточной части насоса от крупных механических примесей во всасывающем патрубке установлен сетчатый фильтр.

Для привода насоса используются электродвигатели двух типов - синхронные и асинхронные. Охлаждение воздуха в двигателях с 3ЦВ осуществляется пресной водой. В двигателях с РЦВ охлаждение обмоток статора осуществляется воздухом из машинного зала.

Маслосистема НА состоит из маслобака емкостью 0,6 м³, шестеренного маслонасоса с электроприводом производительностью 2,1 м³/ч и давлением 0,27 МПа, маслоохладителя с фильтрами и системы трубопроводов с запорной арматурой.

На всасывающем трубопроводе технологической воды установлены клиновья задвижка типа ЗКЛ2 и сетчатый фильтр. На напорном трубопроводе установлены обратный клапан и электроприводная задвижка В-407Э. В верхней точке напорного трубопровода установлен вентиль для стравливания воздуха.

Трубопроводы системы охлаждения предназначены для подвода охлаждающей воды к маслоохладителю и воздухоохладителям двигателей с ЗЦВ. От системы охлаждения вода подается для запитывания и охлаждения концевых сальниковых уплотнений насоса при падении давления в приемном патрубке насоса ниже 0,1 МПа.

При работе насоса с давлением во входном патрубке от 0,6 до 3,0 МПа происходит разгрузка сальников с отводом воды через щелевые уплотнения насоса в безнапорную емкость. Отвод воды из камеры гидропята насоса производится во всасывающий трубопровод. Дренаж от концевых уплотнений насоса производится в дренажный бак, установленный в БД.

Местный контроль технологических и эксплуатационных параметров работы насосных агрегатов, настройка датчиков сигнализации осуществляются по манометрам и показаниям амперметра цепи возбуждения двигателя типа СТД.

После пуска кнопкой "пуск со щита управления, установленного в БА, включается масляный насос, и при достижении давления в конце масляной линии 0,05...0,1 МПа начинается запуск основного насоса. После достижения давления за насосом 0,9 Р_{ном} начинает открываться электрозадвижка на линии нагнетания. После открытия задвижки в течение 60с насос выходит на установившийся режим работы.

В насосном блоке с системой виброизоляции насосных агрегатов насосный агрегат с рамой устанавливается на резино-металлические амортизаторы, закрепленные к саяням. На всасывающем и напорном трубопроводах насоса устанавливаются компенсаторы, а на трубопроводах подачи смазки, подпора сальников - резиновые рукава.

При работе станции за счет амортизаторов и упругих компенсирующих вставок на трубопроводах снижается передача вибрации от насосного агрегата трубопроводам, несущим конструкциям, основаниям блоков и фундаментам, а также уменьшается передача шума.

В БД установлены:

- два насосных агрегата с насосами ЦНСК-60/264;
- дренажный бак;
- два самовсасывающих насоса 1СЦВ-1,5М;
- четыре блока печей ПЭТ-4;
- защитные короба электропроводки;
- трубопроводы и арматура технологической воды.

Насосы 1СЦВ-1,5М предназначены для откачки воды из дренажного бака в резервуар сточных вод. Насосы типа ЦНСК-60/264 служат для откачки воды из резервуара сточных вод во всасывающий трубопровод НБ. Один насос является резервным.

Блок напорной гребенки (БГ) служит для распределения технологической воды на скважины системы ППД. Разработано шесть типов блока напорной гребенки в зависимости от количества водоводов и типа устройства измерения расхода воды.

В БГ установлены:

- блок трубопроводов;
- устройство измерения расхода;
- площадка обслуживания;
- элементы вентиляции и отопления,
- шкаф управления;
- кнопочный пост управления вентиляцией.

Блок трубопроводов состоит из напорного коллектора с регулирующими вентилями, высоконапорных водоводов, сбросного коллектора, вентиля и устройства измерения расхода. Изменение расхода технологической воды осуществляется регулирующими вентилями, установленными на напорном коллекторе.

В зависимости от количества водоводов блоки напорных гребенок подразделяются на восьми-, пяти- и четырехводоводные. Пяти- и четырехводоводные блоки напорной гребенки могут поставляться отдельно от станции. По типу устройства измерения расхода воды блоки гребень поставляются с: сужающим устройством в комплекте со щитом дифманометров; аппаратурой Электрон-2М; датчиком расхода ДРК 1-100-50-5.

При установке аппаратуры Электрон-2М и датчика расхода ДРК 1-100-50-5 первичные приборы устанавливаются непосредственно на напорных трубопроводах в БГ, а вторичные - на стойках в отдельно стоящем приборном блоке (ОП). Для отопления блока установлены три маслозаполненные печи мощностью по 2 кВт с контролем температуры. Вентиляция осуществляется путем забора воздуха через воздуховод, расположенный на полу блока, осевым вентилятором типа В-06-300№ 5Н1С, установленным на боковой панели.

В таблице 10.4.3 приведена техническая характеристика четырех основных групп блочных кустовых насосных станций: БКНС×100; БКНС×150, БКНС×200; БКНС×500.

Центробежные насосы секционные типа ЦНС

Насосы типа ЦНС – центробежные насосы секционные: Г – для перекачивания воды с температурой 45-105 °С (масла – 2-60 °С), М – для перекачивания масла, УН – для перекачивания утечек нефти, после цифр указывается климатическое исполнение и категория размещения насоса при эксплуатации по ГОСТ 15150-69. Допустимая массовая доля механических примесей до 0,1% и размером твердых частиц не более 0,1 мм. Давление на входе в насос при перекачивании воды должно быть не менее: - 0,1 МПа и 0,07-0,015 МПа при перекачивании масла. Максимально допустимое давление на входе всех типов – не более 0,3 МПа. Общий вид центробежного секционного насоса (ЦНС) приведен на рис. 10.4.3.

В табл. 10.4.4 приведены технические характеристики центробежных секционных насосов производительностью 38 и 60 м³/час. В табл. 10.4.5 приведены технические характеристики центробежных секционных насосов производительностью 105, 180 и 300 м³/час.

Агрегаты ЦНС 300–120...540 и ЦНС 105-98...441 предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарной нефти с температурой 0-45°С плотностью 700-1050 кг/м³, содержанием парафина не более 20%, механических примесей размером твердых частиц до 0,2 мм и объемной концентрацией 0,2%, обводненностью не более 90%. Давление на входе в насос составляет 0.05-0,6 МПа.

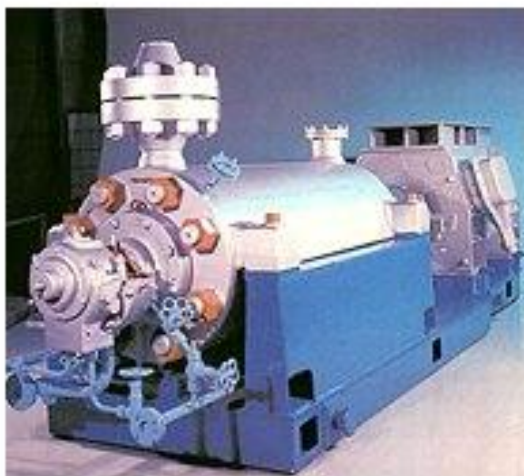


Рисунок 10.4.3. – Общий вид центробежного секционного насоса

Таблица 10.4.1

Состав блоков БКНС

Тип БКНС	Наименование и шифр блоков						
	Насосный (НБ)	Низковольтной аппаратуры (БА)	Напорной гребёнки (БГ)	Дренажных насосов (БД)	Обслуживания (БО)	Распределительного устройства (РУ ^{**})	Резервуар ^{**} сточных вод
1	2	3	4	5	6	7	8
БКНС 1 X100	1	1	1	-	-	1	1
БКНС 1 X150	1	1	1	-	-	1	1
БКНС 1 X200	1	1	1	-	-	1	1
БКНС 2 X100	2	1	1	-	-	1	1
БКНС 2 X100*	2	1	1	1	-	1	1
БКНС 2X 150	2	1	1	-	-	1	1

Продолжение табл.10.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
БКНС 2 X150*	2	1	1	1	-	1	1
БКНС 2X 200	2	1	1	-	-	1	1
БКНС 2 X200*	2	1	1	1	-	1	1
БКНС 3X100	3	1	2	-	-	1	1
БКНС 3X100*	3	1	2	1	-	1	1
БКНС 3X150	3	1	2	-	-	1	1
БКНС 3X150*	3	1	2	1	-	1	1
БКНС 3X200	3	1	2	-	-	1	1
БКНС 3X200*	3	1	2	1	-	1	1
БКНС 4X100	4	1	2	-	-	1	1
БКНС 4X100*	4	1	2	1	-	1	1
БКНС 4X150	4	1	2	-	-	1	1
БКНС 4X150*	4	1	2	1	-	1	1

БКНС 4X200	4	1	2	-	-	1	1
БКНС 4X200*	4	1	2	1	-	1	1
БКНС 2X500	2	1	1**	-	1	1	-
БКНС 3X500	3	1	1**	-	1	1	-
БКНС 4X500	4	1	1**	-	1	1	-

* С замкнутым циклом вентиляции.

** В комплект заводской поставки не входят.

Таблица 10.4.2

Зависимость числа блоков от числа насосов

Наименование блока в составе БКНС	Шифр блока	Число блоков при числе насосов в составе БКНС			
		1	2	3	4
Насосный крайний	НБ-1	1	1	1	1
Насосный средний	НБ-2	-	1	2	3
Низковольтной аппаратуры	А-1	1	1	1	1
	А-2	1	1	1	1
Напорной гребёнки	БГ-1	1	1	2	2
Распределительный	РУ-6КВ	1	1	1	1
Возбудителей	БВ-1	-	1	1	1

Таблица 10.4.3

Техническая характеристика БКНС

Параметры	Группа БКНС	
	БКНС x 100	БКНС x 150
1	2	3
Тип базового насоса	ЦНС-180-1050	ЦНС-180-1422
Номинальная подача насоса, м ³ /ч	180	
Давление нагнетания, МПа	10	14
Допустимое давление на всасывающей линии, МПа	2,7	
Давление в системе охлаждения, МПа	0,2	
Давление в системе отвода воды из сальников и подпятника, МПа	0,4	
Максимальный расход воды на охлаждение и подпор сальников, м ³ /ч	25	30
Продолжение табл.10.4.3		
1	2	3
Температура закачиваемой воды, °С	8 - 40	
Номинальная расходуемая мощность насоса, кВт	675	970
Мощность электропривода, кВт	800	1250

Частота вращения, 1/мин	3000	
Напряжение питания электропривода, кВ	6 (10)	
Напряжение в сети вспомогательных устройств, В	380/220	
Ток электродвигателя	Трехфазный, переменный, 50 Гц	
Давление в маслосистеме, МПа	0,3	
Расход масла на один агрегат, л/ч	2,1	
Условный размер труб, мм:		
- приемных	150	
- нагнетательных	125	
- приемных блока гребенки	200	
- выходных блока гребенки	100	
Условный размер труб подвода и отвода охлаждающей воды, мм:		
- при разомкнутом цикле вентиляции (РЦВ)	50	100
- при замкнутом цикле вентиляции (ЗЦВ)	100	
Габариты насосных блоков, мм:		
- длина	9804	
- ширина	3102	
- высота	2992	
Наибольшая масса насосного блока, кг:		
- при РЦВ	18000	21900
- при ЗЦВ	19800	22600
Масса блока гребенки, кг	13470	
Источник отопления:	Вторичное тепло оборудования	
- штатный	электрический	
- дежурный		

Продолжение табл. 10.4.3

Параметры	Группа БКНС	
	БКНС x 200	БКНС x 500
Тип базового насоса	ЦНС-180-1900	ЦНС-500-1900
1	2	3
Номинальная подача насоса, м ³ /ч	180	500
Давление нагнетания, МПа	18,6	18,6
Допустимое давление на всасывающей линии, МПа	2,7	
Давление в системе охлаждения, МПа	0,2	
Давление в системе отвода воды из сальников и подпятника, МПа	0,4	
Максимальный расход воды на охлаждение и подпор сальников, м ³ /ч	30	
Температура закачиваемой воды, °С	8 - 40	

Продолжение табл.10.4.3

1	2	3
Номинальная расходуемая мощность насоса, кВт	1150	3340
Мощность электропривода, кВт	1600	4000
Частота вращения, 1/мин	3000	
Напряжение питания электропривода, кВ	6 (10)	
Напряжение в сети вспомогательных устройств, В	380/220	

Ток электродвигателя	Трехфазный, переменный, 50 Гц		
Давление в маслосистеме, МПа	0,3		
Расход масла на один агрегат, л/ч	2,1		
Условный размер труб, мм:	- приемных	150	
	- нагнетательных	125	
	- приемных блока гребенки	200	
	- выходных блока гребенки	100	
Условный размер труб подвода и отвода охлаждающей воды, мм:			
	- при разомкнутом цикле вентиляции (РЦВ)	50 100	
	- при замкнутом цикле вентиляции (ЗЦВ)	100	
Габариты насосных блоков, мм:			
	- длина	9804	
	- ширина	3102	
	- высота	2992	
Наибольшая масса насосного блока, кг:			
	- при РЦВ	18000 21900	
	- при ЗЦВ	19800 22600	
Масса блока гребенки, кг	13470		
Источник отопления:			
	- штатный	вторичное тепло оборудования	Электрический
	- дежурный	электрический	

Таблица 10.4. 4

Технические характеристики ЦНС производительностью 30 и 60 м³/час

Тип, марка оборудования	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, с-1	Частота вращения, об/мин
ЦНС 38x110	38	110	49,17	2950
ЦНС 38x154	38	154	49,17	2950
ЦНС 38x220	38	220	49,17	2950
ЦНС 60x165	60	165	49,17	2950
ЦНС 60x198	60	198	49,17	2950
ЦНС 60x264	60	264	49,17	2950
ЦНС 60x297	60	297	49,17	2950

Продолжение табл. 10.4. 4

Технические характеристики ЦНС производительностью 30 и 60 м³/час

Тип, марка оборудования	Тип двигателя	Мощность, кВт	Габаритные размеры агрегата, мм	Масса агрегата, кг	Кавитационный запас, м
ЦНС 38x110	A02822У3				3,6
ЦНС 38x154	A02822У3			298	3,6
ЦНС 38x220	A02822У3	34	1407x430x420	368	4,5
ЦНС 60x165	A02822У3	40	1110x500x500	298	4,5
ЦНС 60x198	A02822У3	46,2	1110x500x500	327	4,5
ЦНС 60x264	A02822У3	61,6	1350x500x500	384	4,5
ЦНС 60x297	A02822У3	69,3	1430x500x500	412	4,5

Таблица 10.4 5
Технические характеристики ЦНС производительностью
105, 180 и 300 м³/час

Тип, марка оборудования	Подача, м ³ /час	Напор, м	Частота вращения, с-1	Частота вращения, об/мин
ЦНС 105x294	105	294	49,17	2950
ЦНС 180x170	180	170	24,6	14,75
ЦНС 180x340	180	340	24,6	1475
ЦНС 300x120	300	120	24,6	1475
ЦНС 300x300	300	300	24,6	1475
ЦНС 300x360	300	360	24,6	1475

Продолжение табл. 10.4. 5
Технические характеристики ЦНС производительностью
105, 180 и 300 м³/час

Тип, марка оборудования	Тип двигателя	Мощность, кВт	Габаритные размеры агрегата, мм	Масса агрегата, кг	Кавитационный запас, м
ЦНС 105x294	BAO2-450S2	124	2868x1218x1195	2567	5,5
ЦНС 180x170	BAO2-280-M-4	119	2620x950x920	2195	3,5
ЦНС 180x340	BAO2-315L-5	118	3155x1020x935	3259	4
ЦНС 300x120	BAO2-450S-4	148	3000x1190x1260	3250	4
ЦНС 300x300	BAO2-450LB-4			4630	4
ЦНС 300x360	BAO2-560S-4				4

10.5. Резервуары отстойники

На объектах сбора и подготовки нефти для очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод применяют различные типы сооружений, установок и аппаратов, скомпонованных по разным технологическим схемам. Основное оборудование этих установок и параметры сточных вод после очистки и подготовки приведены в табл. 10.5.1 и 10.5.2.

Таблица 10.5.1

Основное оборудование для очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод

Оборудование	Объем, м ³	Масса, т	Рабочее давление, МПа	Производительность, м ³ /сут
Резервуары отстойники с двухлучевым распределительным устройством ввода и вывода жидкости: - PBC-2000 - PBC-5000	2000	40	0,6	до 4000
	5000	100	0,6	до 10000

Резервуары отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром: - РВС-1000 - РВС-2000 - РВС-5000	1000	20	-	2000-25000
	2000	45	-	3000-4000
	5000	110	-	7000-8000
Резервуары-флотаторы: - РВС-1000 - РВС-2000 - РВС-5000	1000	20	-	2000-3000
	2000	45	-	3000-7000
	5000	110	-	7000-20000
Напорные герметизированные отстойники: а) полный отстойник (V=100 м ³) (V=200 м ³) б) с коалесцирующим фильтром (ФЖ-2973)	100	25	0,6	1000-1500
	200	40	0,6	2000-3000
	100	30	до 0,3	1500-6300
Мультигидроциклонная установка (НУР-3500)	5,0	5,0	0,6	3000-3500

Таблица 10.5.2

Основные параметры сточных вод после очистки и подготовки

Оборудование	Остаточное содержание, мг/л				Возможность (+) очистки сероводородосодержащих сточных вод
	на входе		на выходе		
	нефти	механических примесей	нефти	механических примесей	
Резервуары отстойники с двухлучевым распределительным устройством ввода и вывода жидкости: - РВС-2000 - РВС-5000	до 3000	до 500	30-50	30-50	-
	до 3000	до 500	30-50	30-50	-

Резервуары отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром: - РВС-1000 - РВС-2000 - РВС-5000	не ограничено	до 500	30-50	30-50	-
	то же	до 500	30-50	30-50	-
	то же	до 500	30-50	30-50	-
Резервуары-флотаторы: - РВС-1000 - РВС-2000 - РВС-5000	до 300	до 300	10-40	10-40	-
	до 300	до 300	10-40	10-40	-
	до 300	до 300	10-40	10-40	-
Напорные герметизированные отстойники: а) полный отстойник (V=100 м ³) (V=200 м ³) б) с коалесцирующим фильтром (ФЖ-2973)	до 1000	до 300	30-50	30-50	+
	до 1000	до 300	30-50	30-50	+
	до 1000	до 300	30-50	30-50	+
Мультигидроциклонная установка (НУР-3500)	до 1000	до 1000	до 1000	20-50	+

10.6. Оборудование нагнетательных скважин

Оборудование нагнетательных скважин включает:

Наземное оборудование:

- нагнетательная арматура;
- обвязка устья скважины.

Подземное оборудование:

- насосно-компрессорные трубы;
- пакер.

Устье нагнетательной скважины оборудуется стандартной арматурой, рассчитанной на максимальное ожидаемое давление при закачке рабочего агента.

Арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по увеличению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки. Основные части арматуры – трубная головка и елка.

Трубная головка предназначена для герметизации затрубного пространства, подвески колонны НКТ и проведения некоторых технологических операций, исследовательских и ремонтных работ. Она состоит из крестовины, задвижек и быстросборного соединения.

Елка служит для закачки жидкости через колонну НКТ и состоит из ствольных задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана.

Технические характеристики устьевой арматуры для нагнетательных скважин приведены в табл. 10.6.1.

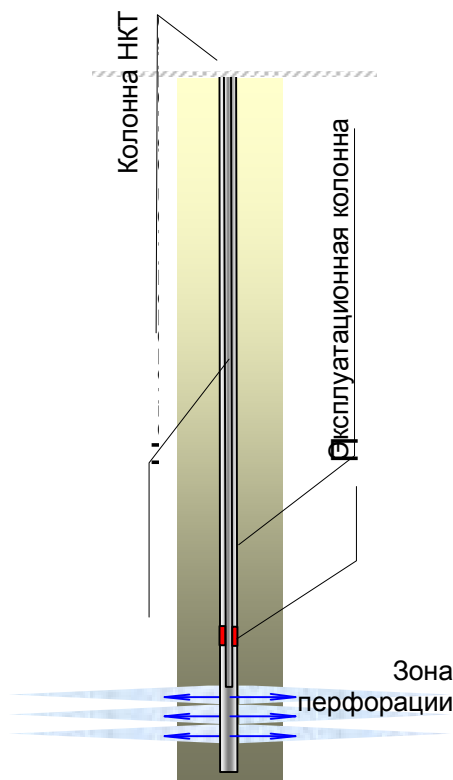


Рис. 10.6.1. - Конструкция нагнетательной скважины

Таблица 10.6.1

Технические характеристики устьевой арматуры нагнетательных скважин

Показатели	Арматура		
	АНК1-65×21	АНК1-65×35	АНК-65×21
Условный проход ствола и боковых отводов, мм	65	65	65
Давление, МПа: - рабочее	21	35	21

- пробное	42	70	42
Скважинная среда	коррозионная (вода техническая, сточная нефтепромысловая и морская с содержанием механических примесей не более 25 мг/л, размером твердых частиц не более 0,1 мм)		
Запорное устройство (прямоточная задвижка)	ЗМС1	ЗМС1	ЗМ
Габаритные размеры, мм:			
- длина	1600	1780	1075
- ширина	635	820	680
- высота	2130	2310	1195
Масса арматуры, кг	743	962	580

Нагнетательная арматура обвязывается с нагнетательной линией скважины (рис.10.6.1). К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

- 1.оборудование устья нагнетательной скважины должно соответствовать проекту, при разработке которого должны быть учтены состав, физико-химические свойства нагнетаемого агента и максимальные ожидаемые давления нагнетания;
- 2.нагнетательные скважины, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться колонной НКТ и, при необходимости пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента;
- 3.для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

Принцип работы нагнетательной скважины

Вода от ВРБ (ВРГ) подается через нагнетательную линию скважины и тройник устьевой арматуры в НКТ, а по ним поступает в пласт. Выбор параметров НКТ нагнетательных скважин осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке ТЖ. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину технологической жидкости регулируется штуцером (5) или регулятором расхода (см. рис.10.6.2). Для контроля процесса нагнетания воды арматура скважины оборудуется вентилями высокого давления (9 и 12).

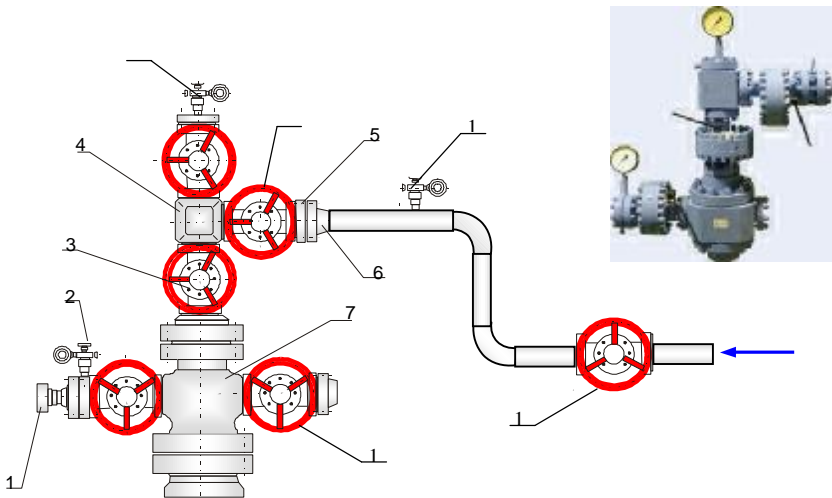


Рис. 10.6.2 - Арматура нагнетательная АНК 1 с обвязкой скважины
 1 – быстросборное соединение; 2 – вентиль с манометром; 3 – центральная задвижка; 4 – тройник; 5 – штуцер; 6 – фланец; 7 – трубная обвязка; 8 – трубная задвижка; 9 – вентиль для замера P_u ; 10 – затрубная задвижка; 11 – секущая задвижка; 12 – вентиль для замера рабочего (линейного)

Обслуживание нагнетательных скважин

Обслуживание нагнетательных скважин осуществляют операторы по поддержанию рабочего давления. Нагнетательные скважины обслуживаются ежедневно. При обслуживании нагнетательных скважин контролируются:

- рабочее (линейное) и устьевое давление;
- работа контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;
- состояние запорной арматуры и фланцевых соединений;
- состояние защитных устройств;
- состояние (наличие) штуцера или регулирующего устройства.

Ремонт нагнетательных скважин

Необходимость проведения ремонта нагнетательной скважины определяется геологической и технологической службами цеха ППД по результатам исследований. Необходимость ремонта наземного оборудования определяется мастером ЦППД и подтверждается начальником цеха. Ремонт нагнетательных скважин выполняется бригадами ПРС и КРС. Бригада подземного (текущего) ремонта скважин производит смену запорной арматуры, а бригада капитального ремонта производит ремонтно-изоляционные работы, устранение негерметичности эксплуатационной колонны, устранение

различного рода аварий, ввод скважин в эксплуатацию и работы по увеличению приемистости скважин.

Ремонт нагнетательных скважин производится на основании плана работ, где указывается вид ремонта, порядок глушения скважины и выполнения работ, спускаемое оборудование и т.д. Предварительно скважина должна быть подготовлена к ремонту. Подготовка скважин к ремонту входит в обязанности оператора по поддержанию пластового давления, при этом должен быть выполнен следующий объем работ:

- проверяются подъездные пути к скважине, при необходимости производится отсыпка дороги;
- подготавливается (планируется) площадка для ремонтной бригады, в зимнее время очищается с помощью спецтехники от снега. Размер площадки должен быть не менее 40х40м.
- подготавливается нагнетательная арматура скважины. Фланцевые соединения на нагнетательной арматуре должны иметь полный комплект крепежа, задвижки и вентили высокого давления должны быть исправными, не допускаются пропуски рабочего агента через фланцевые соединения.
- закрывается секущая и трубная задвижки нагнетательной арматуры, давление в нагнетательной линии скважины стравливается до атмосферного.

Вывод на режим и исследование нагнетательных скважин

Целью вывода нагнетательной скважины на режим является приведение рабочего давления и расхода жидкости в соответствие с режимными параметрами. Вывод скважины на режим осуществляется исходя из технологического режима работы нагнетательных скважин, утверждаемого главным инженером предприятия.

Задачей оператора по поддержанию пластового давления при выводе скважины на режим является контроль за рабочим давлением и количеством закачиваемого рабочего агента. Вывод на режим осуществляется следующим образом:

- оператор ППД ежедневно производит замеры давления и расхода рабочего агента. После запуска скважины, в течение первых 2-3 дней при относительно низком давлении закачки наблюдается большой расход рабочего агента, это связано со снижением давления в призабойной зоне скважины после ремонта;
- после стабилизации рабочего давления осуществляется регулирование режима работы скважины. Путем подбора диаметра штуцера или проходного сечения регулирующего устройства рабочее давление и расход по скважине приводятся в соответствие с режимными показателями.

Скважина считается выведенной на режим, если три замера расхода рабочего агента по скважине в течение суток соответствуют режимным показателям при неизменном давлении закачки.

В процессе эксплуатации скважин при помощи забойных и поверхностных приборов должен проводиться постоянный контроль за приемистостью, давлением нагнетания и охватом пластов заводнением по толщине. Пластовое давление, фильтрационные параметры пласта и коэффициенты приемистости скважин определяются путем исследования скважин методами падения забойного давления и установившихся пробных закачек.

Взаимодействие скважин и пути перемещения по пласту закачиваемой воды изучаются по динамике давления на различных участках пласта, результатам исследований методом гидропрослушивания, геофизическими методами, добавкой в закачиваемую воду индикаторов. Оценка эффективности мероприятий по регулированию закачки воды по разрезу производится с помощью глубинных расходомеров, метода радиоактивных изотопов или высокочувствительных термометров.

Периодичность и объем исследовательских работ в нагнетательных скважинах устанавливается предприятием в соответствии с утвержденным обязательным комплексом промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, с учетом требований технологического проектного документа на разработку.