

### **3. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

#### **3.1 Технологическая схема**

Технологическая схема промысла включает в себя: УППГ № 1, 2, 3А, 4, 6, 9, эксплуатационные скважины, промысловые технологические трубопроводы и коммуникации, АСУ ТП, систему отдувки скважин в подземные емкости, систему обнаружения H<sub>2</sub>S по месторождению.

##### Скважина включает в себя:

- колонну НКТ с подземным оборудованием (конструкцию скважины см. раздел 3.2);
- фонтанную арматуру на расчетное давление 70 МПа (со станцией управления фонтанной арматурой);
- устьевой подогреватель с тепловой производительностью - 432, 732, 950, 1200 кВт (на скважинах-сателлитах устьевой подогреватель нет);
- вертикальное факельное устройство высотой 25 или 35 метров;
- амбар для отдувки скважин с горизонтальным факельным устройством;
- АСУ ТП скважины;
- систему подачи раствора ингибитора коррозии;
- трубопроводы обвязки устья;
- узел запуска очистных поршней;
- систему очищенного газа (блок осушки газа, топливный газ, приборный газ);
- ресивер очищенного газа (для скважин проекта «Реконструкция промысловых объектов ООО «Астраханьгазпром»).

##### Технологические трубопроводы от скважины к УППГ:

- шлейф диаметром 114.3 x 8.56 мм или 168.3 x 10.97 мм;
- ингибиторопровод диаметром 60.3 x 7.1 мм или 33.4 x 4.5 мм;
- газопровод очищенного газа к скважине диаметром от 159 x 4.5 мм до 57 x 3 мм.

##### Установка предварительной подготовки газа имеет в своем составе:

- блоки входных манифольдов;
- контрольный сепаратор;
- факельную систему с факельным сепаратором;
- дренажную систему;
- операторную;
- технологическую насосную;
- сепаратор очищенного газа;
- ресивер очищенного газа (для УППГ-6)
- установку приготовления раствора ингибитора коррозии;
- нагреватели теплоносителя;
- систему автоматики;
- АСУ ТП УППГ;
- технологические трубопроводы;
- объекты и коммуникации вспомогательного назначения.

##### Система отдувки скважин состоит из:

- продувочных трубопроводов диаметром 168,3 x 10,97 мм от всех УППГ до подземных емкостей;
- продувочных трубопроводов диаметром 168,3 x 10,97 мм от подземных емкостей до АГПЗ;
- подземные емкости.

К внешним технологическим и инженерным коммуникациям относятся:

- газоконденсатопроводы диаметром 406,4 x 20,6 мм от УППГ до АГПЗ, по две нитки от каждой УППГ 1-й очереди и по одной нитке от УППГ 2-й очереди (кроме УППГ-6);
- - перемычка между 1-й и 2-й очередями диаметром 406,4 x 20,6 мм;
- - узел переключения между ГКП УППГ-1 и УУПГ-2 диаметром 273 x 20 мм (УП №1);
- - узел переключения между ГКП УППГ 1-й и 2-й очереди диаметром 273 x 20 мм (УП №2);
- - узел переключения между ГКП УППГ-6 и УУПГ-9 диаметром 406,4 x 20,6 мм (УП №3);
- газопровод очищенного газа от АГПЗ до УППГ:
  - до УППГ-1 диаметром 273 x 8, 219 x 7 мм;
  - до УППГ-2 диаметром 273 x 8;
  - до УППГ-3А диаметром 168 x 7 мм;
  - до УППГ-4 диаметром 108 x 4 мм;
  - до УРГО диаметром 219 x 7 мм;
  - от УРГО до УППГ-6 диаметром от 219 x 7 мм до 114 x 5 мм;
  - от УРГО до УППГ-9 диаметром 108 x 4 мм;
  - перемычка между 1-й и 2-й очередями диаметром 219 x 7 мм;
- волоконно-оптические линии связи, контрольные кабели;
- система обнаружения H<sub>2</sub>S 1-ой очереди «Барьер-1»;
- система обнаружения H<sub>2</sub>S 2-ой очереди «Барьер-2».

### 3.2 Типовая конструкция эксплуатационной скважины

Эксплуатационные скважины на АГКМ имеют следующую типовую конструкцию, указанную в таблице 3.1:

*Таблица 3.1*

	Назначение	Диаметр, мм	Глубина, м
Шахтное направление	Спускается для закрепления неустойчивых пород и предупреждения размыва устья при циркуляции бурового раствора.	630-720	10-30
Удлиненное направление	Обеспечивает перекрытие верхних неустойчивых четвертичных отложений (стратиграфический индекс – Q), представленных слабосцементированными песчаниками и глинистым материалом, склонных к кавернообразованию, а также для предотвращения грифообразований.	630 (либо 426 мм при купольном залегании солей, где кондуктор перекрывает всю надсолевую терригенную толщу).	До 60

Продолжение таблицы 3.1

	Назначение	Диаметр, мм	Глубина, м
Кондуктор	Обеспечивает перекрытие неустойчивых неоген-четвертичных отложений (Q + N).	Диаметр труб принимается равным 426мм (324 мм – купольное расположение солей) из условия свободного прохода породоразрушающего инструмента.	300-450
1-я техническая колонна	Обеспечивает перекрытие надсолевой терригенной толщи: неустойчивые глины палеогена (Р), известняки и высокопористые песчаники отложений мела (К), юры (J), триаса (Т) и верхней перми (Р2).	324	1500 ÷ 3000
2-я техническая колонна	Обеспечивает перекрытие хемогенной толщи кунгурского яруса иренского горизонта (P1 kg-ir) и литологически ограниченных линз нефтенасыщенного филипповского горизонта (P1 kg-fl).	245	3900
Эксплуатационная колонна	Обеспечивает безопасную и длительную эксплуатацию продуктивного башкирского горизонта (С2b) с применением подземного оборудования и пакерной системы добычи по лифтовым колоннам.	177,8 или 168,3	За 10 м до продуктивного пласта при открытом продуктивном пласте или 4100 при обсаженном продуктивном пласте.
Насосно-компрессорные трубы	Обеспечивает транспортировку ГЖС до устья скважины.	114,3 88,9	60-600 3400-3800
Цемент за эксплуатационной и техническими колоннами	Обеспечивает герметизацию заколонного пространства.		до устья

Лифтовая колонна НКТ оснащается подземным оборудованием, которое включает в себя: гидравлический пакер (извлекаемый и неизвлекаемый), циркуляционный клапан (на части скважин), оправку ингибиторного клапана, гидравлический или скоростной клапан-отсекатель.

Пакер устанавливается выше кровли продуктивного пласта в сакмаро-артинском ярусе в эксплуатационной колонне и служит для разобщения затрубного пространства и продук-

тивного пласта с целью защиты эксплуатационной колонны от воздействия агрессивной пластовой смеси.

Затрубное пространство скважины заполняется раствором ингибитора коррозии в углеводородном растворителе.

Циркуляционный клапан служит для сообщения между трубным и затрубным пространством при проведении операций по глушению скважины.

В opravке ингибиторного клапана установлен ингибиторный клапан или глухая пробка.

Наземная часть эксплуатационной скважины представлена колонной и трубной головками.

Колонная головка с отводами, обвязанными импульсными трубками и выведенными из шахты на поверхность, предназначена для уменьшения нагрузки на нижние обсадные трубы и обеспечения герметичности межколонного пространства. На конце импульсной трубки установлен манометр для контроля межколонных давлений. На колонных головках установлен ФА.

Трубная головка служит для подвески НКТ, подземного оборудования и герметизации затрубного пространства от межколонного.

### **3.3 Обязка устья эксплуатационной скважины**

Для обеспечения безопасной эксплуатации скважин фонтанная арматура скважин, рассчитанная на давление 70,0 МПа, оснащается:

- подземным приустьевым клапаном-отсекателем (с приводом);
- коренной пневмоприводной задвижкой диаметром 4 1/16" (с приводом);
- боковой пневмоприводной задвижкой диаметром 3 1/16" (с приводом), расположенной на эксплуатационном отводе фонтанной арматуры;
- дополнительными (моноблочными) коренными задвижками (ручная).

Управление приводной запорной арматурой предусматривается с помощью станции (шкафа) управления фонтанной арматурой (СУФА, ШУФА), которая обеспечивает автоматическое закрытие приводной арматуры при достижении критических параметров, а также дистанционное управление из операторной и управление по месту.

Фонтанная арматура скважин Астраханского ГKM имеет две струны (отвода):

- эксплуатационная, оснащённая дистанционно управляемой боковой пневмоприводной задвижкой диаметром 3 1/16", используется для эксплуатации скважины;
- нерабочая (задавочная), используется для глушения скважин (закачки реагентов).

Для обеспечения дополнительной безопасности нерабочая струна оснащена обратным клапаном.

При достижении давления в рабочей струне после дросселя 11,0 МПа происходит сигнализация в АУС ТП (сигнал РАН 001), при достижении давления в рабочей струне после дросселя 7 МПа или 12 МПа происходит сигнализация в АУС ТП и присотанов скважины (сигналы РAL 007/PAL 008 и РАН 007/PAN008 соответственно).

От превышения давления рабочая струна после 2-й ступени подогрева защищена предохранительными клапанами (PSV 004A/PSV 004B или PSV 003/PSV 004), настроенными на давление срабатывания 13,0 МПа. При срабатывании предохранительного клапана ГЖС по факельной линии FL 4 006 BS (168,3 FHC A1 01, 150 Оф.001.03.00.EB02) сбрасывается на ВФУ, одновременно на выкид клапана для предотвращения образования гидратов автоматически подается метанол из метанольной ёмкости (MT 001, MT-01 или E-1).

Для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии в затрубное или в трубное пространство скважины подается раствор ингибитора коррозии.

На скважину с устьевым подогревателем раствор ингибитора коррозии подается дозировочными насосами из технологической насосной, расположенной на площадке УППГ по ингибиторопроводу, а на скважинах-сателлитах – насосом, установленным на площадке скважины вместе с емкостью MT 02 (E-2) или дозировочным насосом с УППГ. Подача дозировочного насоса устанавливается в зависимости от дебита скважины.

К каждой скважине подходит газопровод очищенного газа, по которому газ подается в топку устьевого подогревателя Н 001 (Н 01), на дежурные горелки факела ST 001 (ST-01), на молекулярное уплотнение, горелки амбара, в систему автоматики.

Для сжигания кислого газа при срабатывании СППК, разрядки технологических трубопроводов или отдувке скважин в 100 метрах от площадки скважины расположены вертикальное и горизонтальное факельное устройство (ГФУ).

Вертикальное факельное устройство оборудовано системой контроля пламени, а также системой дистанционного розжига в ручном и автоматическом режимах. При отсутствии пламени на горелках ВФУ происходит сигнализация в АСУ ТП (сигнал BAL 001), совместно с дублирующим сигналом BAL 003 включается автоматический розжиг ВФУ.

Вертикальное факельное устройство скважины 1-й очереди имеет встроенный сепаратор. Наполнение его отслеживается датчиком высокого уровня (LSH 001). При заполнении сепаратора до предельного уровня (90% от максимального) аварийный сигнал (LAN 001) поступает на локальный графический терминал в домике "Е", на пульт диспетчера УППГ и ПДС. Освобождение факельного сепаратора происходит по линии FL-2-011BS.

Вертикальное факельное устройство скважины 2-й очереди встроенного сепаратора не имеет. Для сжигания поступающей с газом жидкости его оголовок выполнен в виде тела Коунда. Также устроена и горелка, установленная на горизонтальном факельном устройстве скважины 2-й очереди.

Для исключения подсоса воздуха в ствол факела в факельный трубопровод постоянно подается очищенный газ.

Безгидратный режим транспорта ГЖС от скважины до АГПЗ обеспечивается устьевым подогревателем (Н 001, БПУ-1), который состоит из емкости, заполненной теплоносителем, топки с газовой горелкой, жаровой и дымогарной труб, змеевиков I и II ступени подогрева, системы снабжения топливным газом и системы автоматики. При достижении температуры теплоносителя в подогревателе 95 °С происходит сигнализация в АСУ ТП (сигнал ТАН 004), и перевод подогревателя на самоподогрев с уставкой теплоносителя 70 °С а при достижении температуры теплоносителя до 98 °С происходит сигнализация в АСУ ТП (сигнал ТАНН 005) и останов подогревателя. При достижении уровня теплоносителя в расширительном баке подогревателя 40% (от максимального) происходит сигнализация в АСУ ТП (сигнал LAL 003), при достижении уровня теплоносителя в расширительном баке подогревателя 30% (от максимального) происходит сигнализация в АСУ ТП (сигнал LALL 003) и останов подогревателя. При отсутствии пламени на горелках подогревателя происходит сигнализация в АСУ ТП (сигнал BAL 002) и останов подогревателя.

Для обеспечения заданных параметров очищенного газа (давления, влажности, объемного расхода, количества механических примесей) перед подачей на приборы автоматики происходит через блок осушки газа. В состав блока осушки входят два адсорбера, работающие попеременно в режимах осушки и регенерации. Регенерация адсорбера происходит за счёт подачи в него нагретого до определённой температуры и осушенного (до точки росы не выше минус 40 °С) очищенного газа. Сброс регенерации осуществляется в атмосферу. Переключение адсорберов из режима осушки в режим регенерации производится автоматически.

### **3.4 Газопроводы-шлейфы**

Транспорт ГЖС от скважины до УППГ осуществляется по газопроводам-шлейфам.

Газопроводы-шлейфы выполнены из труб диаметром 114,3 x 8,56 мм или 168,3 x 10,97 мм.

На шлейфах в начале и в конце предусмотрены узлы запуска и приёма очистных поршней для проведения по ингибированию путём нанесения защитной плёнки РИК на их внутреннюю поверхность.

### **3.5 Установка предварительной подготовки газа**

УППГ предназначена для сбора продукции скважин в коллектор диаметром 406,4 x 20,6 мм, проведения исследований скважин на контрольном сепараторе V101(201) или V01,

отдувки скважин в подземные емкости, подачи раствора ингибитора коррозии на устье скважины и в газоконденсатопровод УППГ-АГПЗ.

ГЖС из газопровода-шлейфа (PF 4(6) ES; 114,3 (168,3) РНС Е1 02) с давлением от 6 МПа до 11,2 МПа и температурой от 30 до 50 °С поступает на блок (БВМ), с помощью которого её можно направить в газоконденсатопровод (PF 16 ES; 406,4 РНС Е1 01), на контрольный сепаратор, в продувочную линию подземной емкости или на факел. На входе шлейфа в манифольд устанавливается УПОП поз. № 101 (29), который имеет камеру приёма очистного поршня и может использоваться как отсекающий кран.

За УПОП смонтирована система контроля коррозии "Копроко" («Козаско», «Микрокор»), на которой размещены: специальное устройство для установки образцов-свидетелей коррозии, отбора проб ГЖС и водородного зонда, а при необходимости - дополнительные средства контроля коррозии (зонд линейной поляризации, зонд сопротивления, зонд ингибиторной пленки). Это позволяет вести контроль коррозионных процессов.

На входном манифольде установлен автоматический отсечной кран USV 201 (UV 201), управляемый АСУ ТП.

Контрольный сепаратор представляет собой блочную конструкцию, обвязка которого позволяет проводить замеры дебита продукции скважин (газ сепарации), объема добываемых конденсата и воды с помощью датчиков FE 303, FIT 301, FIT 302 (FIT 001, FIT 002, FIT003) с целью дальнейшего проведения исследований. ГЖС входит в контрольный сепаратор по линии PF 4 ES с давлением от 7 МПа до 9,3 МПа и расходом от 2,6 тыс. м<sup>3</sup>/час до 42 тыс. м<sup>3</sup>/час. При выходе из контрольного сепаратора ГЖС можно направить в ГКП, на факел или на подземную ёмкость.

Факельная система УППГ состоит из факела, факельного сепаратора V 103(203) (V02), факельных трубопроводов и насосов (P 101(201), P 102 (202), P 138(238), P139 (239) или P01A/B, P 02A/B).

В факельную систему по факельным линиям FL 16 BS (323,9 FHC A1 01) направляются для сжигания сбросы ГЖС с предохранительных клапанов PSV 300-306 (PSV 001-004, PSV 001A/002A – дополнительно для УППГ 6) при разрядке технологических трубопроводов и аппаратов, одновременно на выкид клапана для предотвращения образования гидратов автоматически подается метанол из метанольной ёмкости (MT 101 (102), MT 201 (202), MT 001, 009 E-1 – дополнительно для УППГ6). Жидкость, скопившаяся в факельном сепараторе, откачивается в газоконденсатопровод насосами:

Для УППГ-1,2: P138 (238)/P 101 (P 201) или 139 (239)/P 102 (P202) с рабочим давлением 0,25 МПа/12МПа и максимальной производительностью 2,5 м<sup>3</sup>/час соответственно (дополнительно для УППГ-1 насосы P-140/3-141 с рабочим давлением 0,12 МПа/12МПа и максимальной производительностью 5,2 м<sup>3</sup>/час соответственно).

При достижении уровня в факельном сепараторе:

Для УППГ-1,2:

700 мм. – происходит сигнализация в АСУ ТП (LAL 306) и включение насосов факельного сепаратора;

950 мм. - происходит сигнализация в АСУ ТП (LAL 308) –включение насосов в ручном режиме;

450 мм. - происходит сигнализация в АСУ ТП (LAL 304) и отключение насосов факельного сепаратора;

300 мм. - происходит сигнализация в АСУ ТП (LAL 305) – включение насосов в ручном режиме.

Для УППГ – 3А,4,6,9:

30% от максимального – происходит сигнализация в АСУ ТП (LAL 012) и выключение насосов факельного сепаратора;

40% от максимального - происходит сигнализация в АСУ ТП (LAN 012) и включение насосов факельного сепаратора;

50% от максимального - происходит сигнализация в АСУ ТП (LANH 011) - включение насосов в ручном режиме.

Для УППГ-3А,4,6,9: P01A/P02A или P01B/P02B с рабочим давлением 0,12МПа/11,2МПа и максимальной производительностью 5,2 м<sup>3</sup>/час соответственно.

Факельная система связана с дренажной емкостью Т 106/206 (V03), в которую по дренажным трубопроводам CD 3 ES (88,9 DHC E1 01) при освобождении технологических трубопроводов сбрасывается накопившаяся в них жидкость, а по дренажным трубопроводам CD 2 ES (60,3 DHC A1 08) сбрасывается жидкость из факельного сепаратора. При достижении уровня жидкости в дренажной ёмкости Т106/206/V03 свыше 75% происходит автоматическая сигнализация в результате в АСУ ТП (по прибору LSH 322/LSH 009 соответственно).

Технологическая насосная предназначена для подачи раствора ингибитора коррозии на скважины, газоконденсатопроводы и продувочные трубопроводы, а также для подачи "ударных" доз раствора ингибитора коррозии и метанола на устье скважины для открытия механического клапана-отсекателя.

Блок нагревателя теплоносителя (P101/201, П-087-1/П-087-2) установленный на УППГ, предназначен для обогрева технологического оборудования, сосудов, работающих под давлением, КИПиА, а также отопления внутренних помещений зданий и сооружений УППГ путём передачи тепла через теплоноситель по тепловым сетям установки на теплообменные устройства. Циркуляция теплоносителя происходит с помощью насосов P136(236)/P137(237) с максимальной производительностью 28 м<sup>3</sup>/час/100м<sup>3</sup>/час и рабочим давлением 0,16/0,5 МПа соответственно или Н-087-1/Н-087-2/Н-087-2 с максимальной производительностью 90м<sup>3</sup>/час/14,4м<sup>3</sup>/час/45м<sup>3</sup>/час и рабочим давлением 0,35МПа/0,85МПа/0,3МПа соответственно. При превышении температуры нагревателя свыше 98 °С происходит сигнализация в АСУ ТП и останов нагревателя (TSH 316, TSH 317, TSH 005-1, TSH 005-2). При снижении уровня теплоносителя в нагревателе ниже 30% происходит сигнализация в АСУ ТП и останов нагревателя (LSL 317, LSL 319, LSL 003-1, LSL 003-2).

### **3.6 Газоконденсатопроводы**

Газоконденсатопроводы PF 16 ES (406,4 PHC E1 01) диаметром 406,4 x 20,6 мм предназначены для транспорта продукции скважин от УППГ до АГПЗ.

В начале каждого ГКП имеется узел запуска очистных поршней PL\* а в конце (у АГПЗ) - узел приема очистных поршней PR\*.

По длине ГКП на расстоянии 1,5 - 1,7 км друг от друга располагаются линейные краны с пневмогидравлическим приводом, с возможностью управления от АСУ ТП. При достижении давления 6 МПа или 9,8 МПа происходит сигнализация в АСУ ТП, закрытие крана, формирование сигнала HS-050 на останов ГКП, УППГ и технологический останов скважин.

Также предусмотрена дублирующая пневматическая система аварийного закрытия кранов, срабатывающая при достижении критически низкого давления в ГКП.

### **3.7 Система отдувки скважин**

Система отдувки скважин предназначена для снижения вредных выбросов в атмосферу при отдувке скважин после интенсификации или капитального ремонта.

Она состоит из подземных емкостей и продувочных трубопроводов диаметром 168,3 x 10,97 мм от УППГ до подземной ёмкости и от подземной ёмкости до АГПЗ.

В начале каждого продувочного трубопровода имеется узел запуска очистных поршней, а в конце узел приема.

Конструкция подземной ёмкости позволяет подавать из неё, по продувочному трубопроводу, на АГПЗ газ или конденсат».

### **3.8 Автоматизированная система управления технологическим процессом**

Автоматизированная система управления технологическим процессом предназначена для централизованного сбора, передачи, обработки и отображения информации о состоянии процесса добычи, подготовки к транспорту и транспорта ГЖС на АГПЗ, оперативной ликвидации аварийных и предаварийных ситуаций.

#### **Основные функции АСУ ТП промысла**

- сбор и представление информации о работе промысловых объектов

- сигнализация:
  - о достижении технологическими параметрами пороговых значений и их регистрация;
  - о возникновении пожара на скважине;
  - о срабатывании датчиков  $H_2S$  на всех промысловых объектах и по периметру месторождения;
- регистрация технологических параметров и состояния запорной и регулирующей арматуры на скважине, УППГ, ГКП и подземных емкостях;
- дистанционное управление параметрами технологического режима;
- дистанционное автоматическое или ручное закрытие запорной и запорно-регулирующей арматуры на скважине, устьевом подогревателе, БВМ и ГКП;
- сохранение и распечатка режимных листов, истории тревожных сигналов для анализа ситуаций отклонения от технологического режима.

Для обеспечения контроля и управления объектами промысла систем АСУ ТП на пультах диспетчера (УППГ, ПДС) предоставляет следующую информацию и возможности управления:

#### 1. По скважине и устьевому подогревателю:

##### 1.1 измерения:

- давление ГЖС до и после устьевого подогревателя;
- давление очищенного (топливного) газа (для подогревателя ГП 1935);
- давление (разрежение) в дымовой трубе (для подогревателя ГП 1935);
- температуры ГЖС до и после устьевого подогревателя;
- расход ГЖС;
- расход очищенного газа (на скважинах, оборудованных расходомерами)

##### 1.2 Управление режимом работы:

- задание поддерживаемой величины расхода ГЖС;
- задание поддерживаемой величины температуры ГЖС;
- остановка устьевого подогревателя;
- приостанов скважины (закрытие боковой задвижки, регулирующего клапана расхода ГЖС и перевод устьевого подогревателя в режим самоподогрева)
- аварийный останов скважины (закрытие боковой задвижки, центральной задвижки и устьевого клапана-отсекателя, остановка устьевого подогревателя)

##### 1.3 Аварийная сигнализация:

- погасание факела скважины;
- высокое давление ГЖС после регулирующего клапана;
- низкое давление ГЖС после регулирующего клапана;
- низкое давление ГЖС до регулирующего клапана;
- высокое/ низкое давление топливного газа;
- погасание пламени в устьевом подогревателе;
- низкий уровень теплоносителя в устьевом подогревателе;
- высокая температура теплоносителя в устьевом подогревателе;
- превышение ПДК сероводорода;
- пожар на устье скважины.

Перечень контролируемых параметров и сигналов приборов представлен в разделе 5, таблица 5.2.

#### **Буквенные обозначения контрольных приборов и сигналов**

*Таблица 3.2*

	Первая буква	Вторая буква	Третья буква
А	Анализ	Аварийный сигнал	Аварийный сигнал
В	Пламя горелки		



<i>Продолжение таблицы 3.2</i>			
	Первая буква	Вторая буква	Третья буква
C	Проводимость	Регулировка	Закрыто
D	Плотность	Дифференциальная	
E	Напряжение	Первичный элемент	
F	Расход	Отношение	
G	Измерение уровня	Мерное стекло	Мерное стекло
H	Ручной		Высокий
I	Ток	Указатель	Указатель
J	Мощность	Сканирование	Индикация
K	Время		
L	Уровень	Лампа	Низкий
M	Влажность		
N		Выходной преобразователь	Вольты в миллиамперы
O		Замерная диафрагма	Открыто
P	Давление	Точка	
Q	Количество или событие	Интегрирование, суммирование	
R	Излучение	Запись	Запись
S	Скорость, частота, включение	Безопасность	Выключатель
T	Температура	Датчик	Передача
U	Аварийные условия		
V	Вязкость	Клапан	Клапан
W	Вес	Скважина	
X		Входной преобразователь	Миллиамперы в вольты
Y		Реле, преобразователь	Реле, преобразователь
Z	Положение	Положение	

- BAL - Аварийный сигнал "Погасание пламени"  
 BS - Выключатель горелки (ионизационный)  
 CP - Образец - свидетель под напряжением  
 FAN - Аварийный сигнал "Высокий расход"  
 FAL - Аварийный сигнал "Низкий расход"  
 FC - Регулятор расхода  
 FE - Замерное устройство расхода (диафрагма, счетчик)  
 FI - Индикатор расхода  
 FR - Самописец расхода  
 FT - Датчик расхода  
 FV - Клапан расхода  
 HIC - Ручная регулировка уставок  
 HP - Водородный зонд  
 HS - Ручной выключатель  
 IG - Газ КИП (ГК)  
 LAN - Аварийный сигнал "Высокий уровень"  
 LAL - Аварийный сигнал "Низкий уровень"

---

LC	- Регулятор уровня
LG	- Уровнемерное стекло
LI	- Индикатор уровня
LPP	- Зонд линейной поляризации
LR	- Самописец уровня
LRC	- Регулятор уровня с самописцем
LS	- Реле уровня
LT	- Датчик уровня
LV	- Клапан регулятора уровня
PAH	- Аварийный сигнал "Высокое давление"
PAL	- Аварийный сигнал "Низкое давление "
PC	- Регулятор давления
PCV	- Автоматический клапан - регулятор давления
PEI	- Выходной датчик давления (измеритель от 0 до 100%)
PI	- Индикатор давления (манометр)
PIC	- Регулятор давления с индикатором
PN	- Выходной преобразователь давления (В в мА)
PR	- Самописец давления
PRC	- Регулятор давления с самописцем
PSV	- Предохранительный клапан
PT	- Датчик давления
PV	- Отсечной клапан, закрывающийся по давлению
RP	- Зонд сопротивления
SCP	- Образец - свидетель без напряжения
TAH	- Аварийный сигнал "Высокая температура"
TAL	- Аварийный сигнал "Низкая температура"
TC	- Регулятор температуры
TCV	- Автоматический клапан регулятор по температуре
TE	- Первичный элемент датчика температуры
TI	- Индикатор температуры
TIC	- Регулятор температуры с индикатором
TN	- Выходной температурный преобразователь (В в мА)
TR	- Самописец температуры
TRC	- Регулятор температуры с самописцем
TS	- Температурное реле
TT	- Датчик температуры
TV	- Отсечной клапан, закрывающийся по температуре
TW	- Карман термопары
USV	- Автоматическая запорная арматура
XIS	- Указатель прохода скребка (2-я очередь)
ZLC	- Индикаторная лампа (запорная арматура в положении "Закрыто")
ZLO	- Индикаторная лампа (запорная арматура в положении "Открыто")
ZLP	- Индикаторная лампа (проход скребка)
ZSC	- Конечный выключатель (закрыто)
ZSO	- Конечный выключатель (открыто)
ZSP	- Указатель прохода скребка (1-я очередь)

### 3.9 Технологический процесс добычи, сбора и транспорта газа

#### 3.9.1 ГЖС.

Пластовая ГЖС под действием пластового давления по колонне НКТ поднимается к устью скважины. Отсюда с давлением от 13 до 40,0 МПа по линии кислого газа высокого давления (PF-4-020HS, 114,3 РНС 01, 100.Оп.001.01.ТВ02)<sup>1</sup> пластовая ГЖС поступает на первую ступень подогрева устьевого подогревателя Н001 (только на основных скважинах,

при снижении давления ниже 13 МПа<sup>3</sup> происходит останов скважины с сигнализацией в АСУ ТП и ГТ.), проходит через автоматический угловой дроссельный клапан – регулятор расхода ГЖС (FV 001), на котором происходит снижение давления до 7,0 - 11,5 МПа.

После FV 001 ГЖС поступает на вторую ступень подогрева. Со второй ступени подогрева с температурой<sup>4</sup>, обеспечивающей безгидратный транспорт ГЖС от скважины до УППГ (от 32 °С до 67 °С), ГЖС по линии кислого газа низкого давления (PF-4-022ES, 114,3 РНС 02, 100.Оп.001.02.НВ02)<sup>1</sup> через замерной узел FE 001<sup>2</sup> подается в газопровод-шлейф (4" или 6") и поступает на блок входных манифольдов на площадке УППГ. При достижении давления в линии кислого газа низкого давления выше 13 МПа происходит срабатывание ППК (PSV 003/004, PSV 004A/B) с последующим аварийным сбросом избыточного давления ГЖС на ВФУ до момента стабилизации давления. При понижении давления в линии кислого газа низкого давления на скважине ниже 7 МПа или выше 12 МПа происходит приостанов скважины с сигнализацией в АСУТП.

Расход ГЖС скважин поддерживается на заданном уровне программируемым логическим контроллером, установленным в Е-домиках, который управляет дроссельным клапаном – регулятором FV 001<sup>2</sup> таким образом, чтобы температура ГЖС на выходе с УППГ обеспечивала значение температуры на входе на У171 и У271 АГПЗ не ниже 30°С, а давление на входе на АГПЗ – не более 7,0 МПа. Положение FV 001<sup>2</sup> может задаваться и вручную с локального графического терминала в домике "Е".

Температура ГЖС скважин поддерживается ПЛК посредством выдачи управляющих команд (воздействий) на регулирующий клапан TV004<sup>2</sup> (TV002 для проекта Mannesmann) в линии топливного газа горелки устьевого подогревателя таким образом, чтобы обеспечить значение температуры на входе на У171 и У271 АГПЗ не ниже 30 °С (на входе на У-171, У-271). Также АСУ ТП, с помощью программы Глобального регулирования, позволяет осуществлять указанный процесс поддержания заданных на входе АГПЗ температур автоматически по датчикам температуры, установленных на последних крановых узлах ГКП.

Контроль расхода ГЖС осуществляется измерительным комплексом (FE 001, PDIT 001, PIT 001, TE 001, TIT 001)<sup>2</sup>, расположенным на линии кислого газа низкого давления (PF-4-022ES, 114,3 РНС 02, 100.Оп.001.02.НВ02)<sup>1</sup> после FV 001<sup>2</sup>. Данные о расходе поступают на ПЛК скважины.

На УППГ ГЖС поступает через манифольд в общий рабочий коллектор (PF 16 ES, 273.1 РНС 01)<sup>1</sup> продукции фонда скважин соответствующей УППГ и подается на АГПЗ по газоконденсатопроводу. При превышении давления во входном манифольде свыше 11,2 МПа происходит сигнализация в АСУТП и ГТ, закрытие клапана USV 201, формирование сигнала HS-050 на соответствующую скважину и её останов. При превышении давления в ГКП свыше 9,5 МПа и понижении ниже 6,2 МПа происходит сигнализация в АСУТП и ГТ, при превышении давления в ГКП свыше 9,8 МПа и понижении ниже 6 МПа закрытие соответствующего крана UV, формирование сигнала HS-050 на останов ГКП, УППГ и технологический останов скважин.

Для поддержания добычных возможностей скважин периодически проводится интенсификация притока. Периодичность и способ интенсификации определяется геологическими условиями.

После проведения операции по интенсификации притока производится отдувка скважины в амбар по факельной линии до "чистого" газа для выноса из призабойной зоны и колонны НКТ продуктов реакции и мехпримесей. После прекращения выноса основной массы продуктов реакции и мехпримесей из призабойной зоны скважина переводится на отдувку в подземную ёмкость путём направления продувочного газа в шлейф с дальнейшим движением к БВМ на УППГ и далее по продувочным линиям в подземные емкости 4УПд, 6УП, 9УП. Подача продувочного газа в ПЕ производится по НКТ. При необходимости для исключения гидратообразования в продувочных линиях во время продувки скважин производится закачка метанола. При проведении технологических операции по продувке скважин в ПЕ ведется

постоянный контроль за давлением и температурой продувочного газа на площадке скважины и подземной емкости.

Время отдувки зависит от объема закачанной в пласт жидкости и дебита скважины. Необходимость продувки скважины через подземную ёмкость обусловлена уменьшением выбросов количества вредных веществ в атмосферу.

По мере заполнения подземных емкостей проектной схемой предусмотрена их опорожнение путем подачи по продувочным линиям газа или конденсата на установки У-171, У-271 в емкости 171 В-06; 271 В-06.

Давление газа с узлов приема поршней 1-й и 2-й очереди ГПУ при извлечении поршня может быть сброшено через дренажную емкость Т-301 (объем – 5,56 м<sup>3</sup>, рабочее давление - 2,37 МПа) и далее – по линии FL 6 BS с давлением не более 2 МПа (контроль по манометру PI-989) на факелы высокого давления 182 D-01, D-11 1-й очереди АГПЗ (при превышении давления свыше 2,5 МПа срабатывает предохранительный клапан PSV 983 и происходит аварийный сброс на факел АГПЗ), а через дренажную емкость V-05 (объем 6,5 м<sup>3</sup>, рабочее давление – 0,5 МПа) и далее – по линии 88 DHC 12 с давлением не более 2 МПа (контроль по манометру PI-046) на факелы высокого давления 282 D-01, D-11 2-й очереди АГПЗ (при превышении давления в ёмкости V 05 свыше 2,5 МПа или превышения давления в трубопроводе 273 PNC 11 свыше 2,5 МПа срабатывают предохранительные клапана PSV 002 и PSV 001 соответственно 983 и происходит аварийный сброс на факел АГПЗ).

Сброс газа из дренажных емкостей Т-301 1-й очереди ГПУ и V-05 второй очереди ГПУ от ППК и по байпасам выводится на факелы HF (кислых газов высокого давления) 1-й очереди АГПЗ и соответственно на факелы HF 2-ой очереди АГПЗ. Запорная арматура расположена на площадке узла приема поршней на обвязке емкостей Т-301 и соответственно V-05. Жидкость с дренажной емкости V-05 может быть вытеснена в линию рекуперации факельного хозяйства через линию DHC 12.

Давление газа с узлов приёма и запуска поршней PR-401 и PL -401 также может быть сброшено через дренажную ёмкость Т-401 (объем 0,6 м<sup>3</sup>, рабочее давление – 2, 27 МПа) и далее на факел.

Давление газа с узла приёма поршней PR 601 также может быть сброшено через дренажную ёмкость Т 601 (объем 0,6 м<sup>3</sup>, рабочее давление – 2, 37 МПа) на факел (ST 601) или в амбар.

Давление газа с узлов приёма и запуска поршней PR-501 и PL -501 также может быть сброшено через дренажную ёмкость Т-501 (объем 0,6 м<sup>3</sup>, рабочее давление – 2, 27 МПа) и далее на факел или амбар.

### 3.9.2 Очищенный газ.

Очищенный газ поступает с АГПЗ на УППГ с давлением до 5,6 МПа по соответствующим линиям (SG 10 DB, 88,9 FG D2 01), далее проходит через сепаратор очищенного газа (SG - 001, SG - 002), где происходит отделение капельной жидкости. При снижении давления после сепаратора очищенного газа ниже 2,5 МПа происходит сигнализация в АСУ ТП (PIT 023 – для 2-й очереди).

Далее очищенный газ поступает на:

1. На скважины по линиям (SG 3 DB, 60,3 FG D2 01, 50.Оч.001.01.00.LB01), где:

- 1.1 Для скважин 1-ой очереди по линии SG 1 040DB с давлением до 0,5 МПа газ поступает на молекулярное уплотнение ВФУ (ST-001) для обеспечения безопасного аварийного сброса, по линии SG 2 041 DB в трубопровод кислого газа PF-4-022ES и к УЗОП для проведения технологических операций, по линии SG 2 040 DB на устьевой подогреватель (Н-001) для подогрева. После подогрева газ направляется на основную и дежурную горелки устьевого подогревателя с давлением, указанным в разделе 4 «Нормы технологического режима», по линии SG-1<sup>1</sup>/<sub>2</sub>-050DB направляется в блок осушки газа с давлением от 2,4 МПа до 3 МПа и температурой от 5 до 20 °С, где происходит обеспечение заданных параметров очищенного газа перед направлением на приборы КИПиА и в шкаф управления фонтанной

арматурой (по линии SG 1<sup>1/2</sup> 053 DB). По линии SG 1<sup>1/2</sup>-040 DB газ поступает на пилотную горелку ГФУ с давлением до 0,5 МПа и на горелки ВФУ с давлением до 0,2 МПа.

1.2 Для скважин 2 очереди (и скважин проекта ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ») по линии 60,3 FG D2 01 (50.Оч.001.01.00.LB01) поступает в устьевой подогреватель (Н-01, БПУ), где происходит подогрев газа, после чего газ направляется на основную и дежурную горелки устьевого подогревателя с давлением, указанным в разделе 4 «Нормы технологического режима» (для скважин с подогревателем), в блок осушки газа, откуда по линии 33,4 IG B2 01 (25.Оч.001.06.00.EB01) на ШУФА и по линии 33,4 IG B2 02 (25.Оч.001.01.00.DB01) на приборы КИПиА. Другая линия после подогрева 60,3 FG B2 02 (50.Оч.001.01.00.LB02) разделяется на линии 33,4 FG B2 04 (50.Оч.001.01.00.EB01) (для скважин с подогревателем), на линию 33,4 FG A2 06 (25.Оч.001.07.00.EB01) с давлением до 0,5 МПа на молекулярное уплотнение ВФУ, на линию 33,4 FG A2 07 (25.Оч.001.08.02.DB01) – к пилотной горелке ГФУ, на линии FGA211, FGA207, FGA212, FGA2 04 (25.Оч.001.13.00.DB01, 25.Оч.001.13.00.DB02) на горелки ВФУ, и на линию, подходящую к трубопроводу кислого газа 114,3 PHC E1 02 и к УЗОП для проведения технологических операций.

2. На горелки вертикального факельного устройства УППГ (ST 101, ST 201) по линиям SG 2 AB, SG 1 DB (33,4 FG A2 25, 33,4 FG A2 26) с давлением до 0,15 МПа.

3. По линии SG 2 DB (33,4 FG A2 22) к факельному сепаратору, по линии SG 1 DB (33,4 FG D2 30) к дренажной ёмкости, по линии SG 2 703 DB (60,3 FG A2 05) к нагревателям ДЭГ.

### 3.9.3 Раствор ингибитора коррозии.

Раствор ингибитора коррозии доставляется на УППГ-1,2 с УПТР автоцистерной с последующим заполнением ёмкостей УПИК Т 101 (201) – 103 (203). Из ёмкостей с помощью насосов:

- Р 131 (231) РИК подается в ГКП и к продувочному трубопроводу (VE 6) с рабочим давлением 13 МПа и 12 МПа и максимальной производительностью 0,001 и 0,01 тыс.м<sup>3</sup>/час соответственно.

- Р 132 (232) РИК подается к узлу запуска очистных поршней и в технологическую насосную с рабочим давлением 41 МПа (40 МПа) и максимальной производительностью 0,43 м<sup>3</sup>/час. Далее по линиям IN 1 GB РИК поступает в технологическую насосную на насосы Р 103 (Р 203) – Р 130 (Р 230), откуда с рабочим давлением 40 МПа и максимальной производительностью 0,0025 м<sup>3</sup>/час. по линии IN 1 GB РИК подаётся на скважины (в затрубное пространство).

Раствор ингибитора коррозии доставляется на УППГ-3А,4,6,9 с УПТР автоцистерной с последующим заполнением ёмкостей УПИК Е 072 -1 №1, Е-072-1 №2, Е-072- 3. Из ёмкостей с помощью насосов:

- Р-12А, Р-21В РИК подаётся по трубопроводам 114,3 СН А1, 114,3 СН А 02 в технологическую насосную, откуда насосами Р\*\*\* по линии 33,4 СН G 03 с рабочим давлением 41 МПа и максимальной производительностью 0,015 м<sup>3</sup>/час подаётся на скважины (в затрубное пространство), насосом Р 01 А по линии 33,4 СН Е 05 с рабочим давлением 13 МПа и максимальной производительностью 0,04 м<sup>3</sup>/час на подземную ёмкость, насосом Р 01 В по линии 33,4 СН Е 06 05 с рабочим давлением 13 МПа и максимальной производительностью 0,04 м<sup>3</sup>/час в ГКП, насосом Р 02 по линии 114,3 СН G 04 с рабочим давлением 41 МПа и максимальной производительностью 0,4 м<sup>3</sup>/час на скважины (для ударной подачи РИК).

На некоторых скважинах предусмотрено наличие ёмкости для раствора ингибитора коррозии (МТ-02, Е-2), из которой РИК подаётся с помощью насоса (Р 01, Н-1) по линии 33,4 СН G 03 (25.43к.001.01.00.TB17) с рабочим давлением 41 МПа и максимальной производительностью 0,015 м<sup>3</sup>/час. на устье скважины. Наполнение ёмкости также происходит с помощью подключения автоцистерны. На некоторых скважинах в составе комплекта инъекции предусмотрена ёмкость для сбора утечек.

Периодическое ингибирование БВМ, факельных, дренажных линий и обвязки контрольного сепаратора происходит путём предварительного освобождения трубопроводов от ГЖС путём продувки очищенным газом, демонтажа прибора ТТ 202 (обратного клапана поз.

56а или 63а – для 2-ой очереди), монтажа быстросъёмного соединения на приборный фланец ТТ 202 (поз. 56а или 63а – для 2-ой очереди) , монтажа обвязочных трубопроводов наполнительных агрегатов и последующим наполнением трубопроводов раствором ингибитора коррозии. Полное освобождение трубопроводов от раствора ингибитора коррозии производится путём продувки очищенным газом в дренажную ёмкость.

Ингибирование шлейфовых трубопроводов производится путём установки очистного поршня в УЗОП (поз. №24, 54), закачки раствора ингибитора путём установки быстросъёмного соединения на линию подачи ингибитора перед УЗОП и дальнейшей подачей очищенного газа путём открытия задвижек поз. № 32,34 (поз. № 51,50).

*1 - указан индекс линии по технологическим трубопроводам проектов Mannesmann, Lavalin и ПАО «ЮЖНИИ-ГИПРОГАЗ» (для скважин) соответственно.*

*2 - указан индекс прибора по технологическим трубопроводам проектов Mannesmann, Lavalin и ПАО «ЮЖНИИ-ГИПРОГАЗ» (для скважин) соответственно.*

*3- на скважинах с устьевыми рабочими давлениями ниже 13,5 МПа значение уставок по низкому давлению ГЖС до дресселя FV 001 необходимо определять исходя из технологического режима работы скважин.*

*4 – управление температурными параметрами газового промысла ведётся с помощью «Информационно-измерительной управляющей системы автоматического управления температурными параметрами объектов газового промысла», обеспечивающей необходимую температуру ГЖС для безгидратного способа транспорта продукции.*