

**СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАБОТЫ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН
ПО ПОДАЧЕ ЖИДКОСТИ**

В процессе добычи нефти и газа контроль работы скважины является основополагающим и очень важным процессом, от которого зависит количество добытой нефти и газа.

Нами предлагается «Система контроля работы нефтяных скважин по подаче жидкости» (далее система) в состав которого входит устройство для определения положения тарелки обратного клапана (далее – устройство) Данное оборудование позволяет при существующей системе КИП и А, системе телемеханики и связи, программного обеспечения своевременно получать информацию о состоянии скважины в режиме онлайн в любое время суток.

Для мониторинга состояния нефтяные скважины оборудуются системой телемеханики (ТМ):

- система замеров дебита жидкости через автоматизированные групповые установки (АГЗУ),
- система ТМ на основе индикаторов тока (ИТ - показывают потребление электроэнергии, оборудование работает или стоит)

Задача любой системы ТМ - сокращения потерь нефти, минимизация работы оборудования в аварийном режиме.

Недостатки контроля добывающих скважин:

1. Система замеров на АГЗУ "Спутник":

- большое время с момента остановки скважины до момента поступления информации о замере (8 – 24 часа),
- Необходимость обходов скважины в случае неисправности КИП и А, ТМ.
- отсутствие информации о наличии подачи жидкости (есть - нет).

2. Система ИТ:

- в случае аварийной работы оборудования скважины информация не определяется на пульту продолжительное время (до получения замера),
- отсутствие информации о наличии подачи жидкости со скважины.

В предлагаемой системе по наличию сигнала с устройства на КОП возможно определить наличие или отсутствие подачи жидкости с нефтяной скважины и сделать выводы о ее работе - скважина работает или нет, при этом информация о работе скважин снимается не на самой скважине, а в одном месте - на АГЗУ "Спутник" с устройств установленных на обратных клапанах, которые входят в его состав.

Система контроля работы нефтяных скважин по подаче жидкости позволяет:

- значительно снизить удельные затраты на телемеханизацию скважин,
- получить более полную и точную информацию о состоянии скважины,
- своевременно среагировать на изменение состояния,
- снизить потери нефти при простое.

Стандартные обратные клапана марки КОП на АГЗУ «Спутник» заменяются на клапана той же марки, но оборудованные устройством в составе:

- магнит;
- корпус, в который установлен геркон;
- кронштейн с диодной лампой.

При закрытии клапана геркон от магнита замыкается и пропускает через себя электрический ток (сигнал), в случае открытия геркон размыкает электрическую цепь. По наличию или отсутствию электрического сигнала определяется положение тарелки клапана, с помощью диодной лампы сигнал визуализируется.

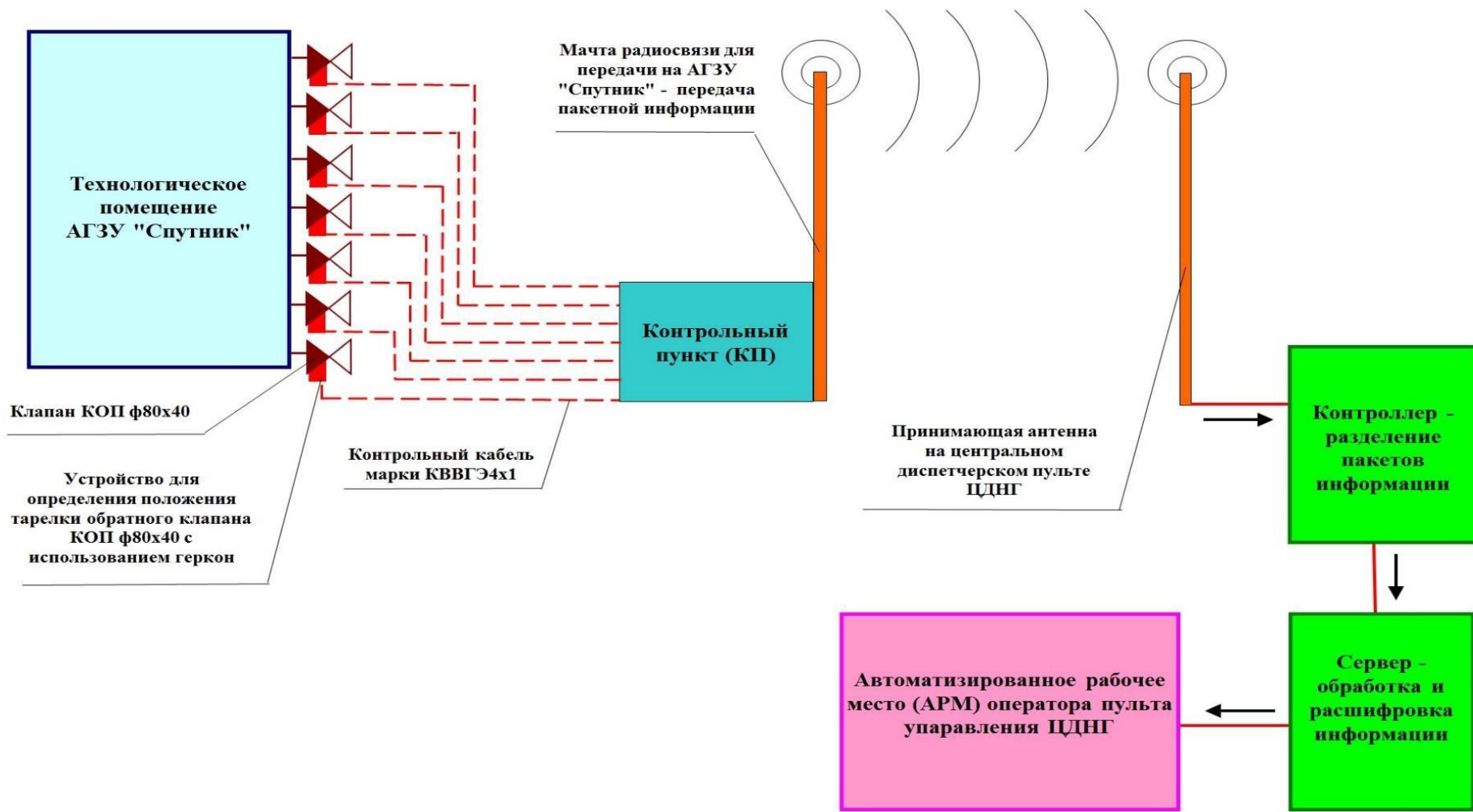
Сигнал, о наличии или отсутствии подачи, передается на диспетчерский пульт ЦДНГ либо по существующей системе телемеханики, либо по отдельной системе через сотовую связь и выводится на экран ноутбука.

УСТАНОВЛЕННЫЕ КОП НА АГЗУ

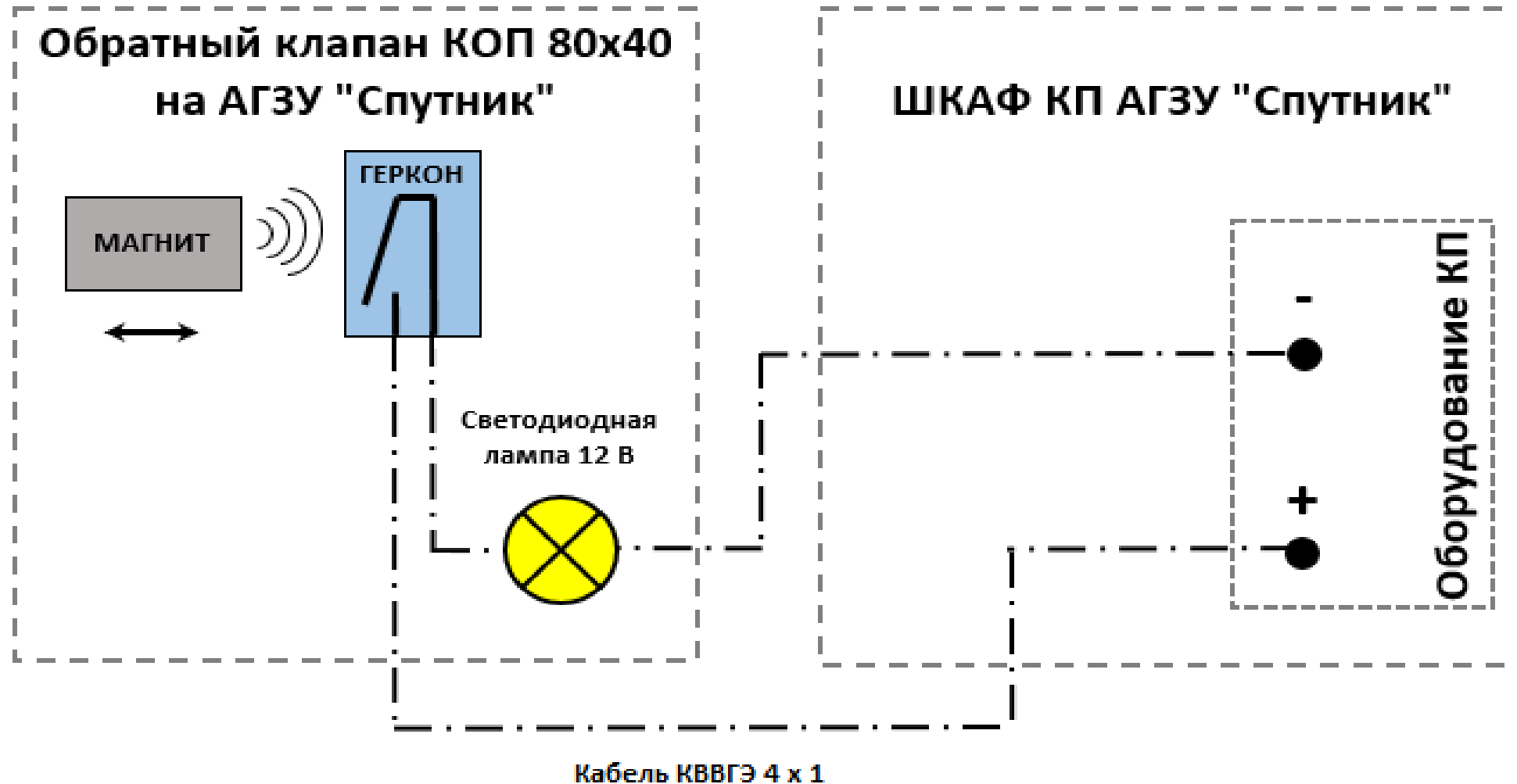


Схема 1

Схема передачи информации от устройства до автоматизированного рабочего места оператора пульты управления ЦДНГ



Электрическая схема подключения обратного клапана с устройством для определения положения тарелки обратного клапана



На рынке существует достаточное множество решений для телемеханизации скважин в состав которых, входит оборудование скважин датчиками подачи, **недостатками таких решений являются:**

- необходимость создания инфраструктуры на скважине (требуется обустройство) - датчик устанавливается на скважину,
- высокая стоимость системы ТМ на одну скважину - для примера оборудование ИТ, датчиками подачи, система связи - 150-250 тыс. рублей на 1 скважину.

Маленькое время срабатывания устройства позволяет (**достоинства предложенного метода**):

- экономить на обслуживании скважины;
- снизить потери добычи нефти - снижается время простоя скважины;
- снизить аварийность оборудования скважины;
- своевременно выявить отказы (пропуски) выкидных линий от скважин;
- повысить МРП скважин - сокращения времени работы ГНО в аварийном режиме.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

ООО «ДИПЛАЙН»

тел. +7 (347) 225-76-16

моб. +7 (917) 778-00-10

www.diplinegroup.ru,

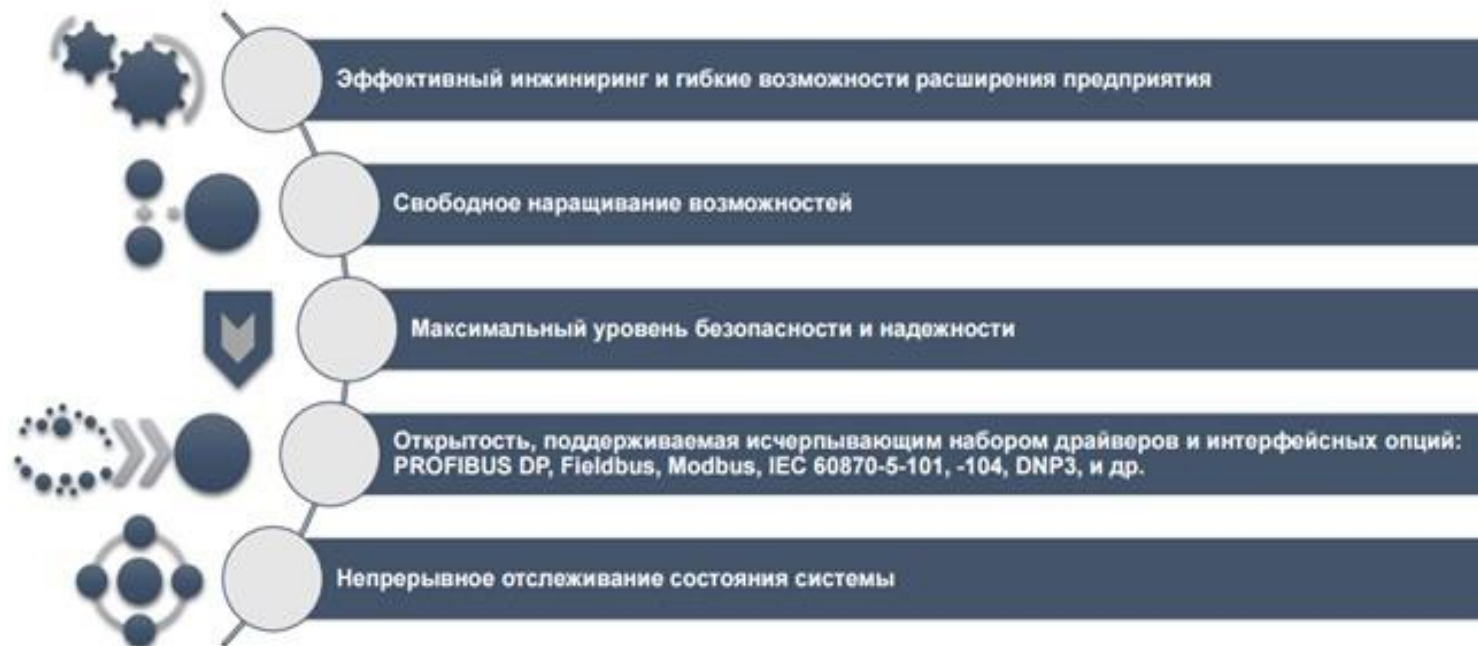
e-mail: info@diplinegroup.ru

ПРОГРАММНАЯ ОБОЛОЧКА ДЛЯ СИСТЕМЫ



ПТК «КАСКАД»

Программно-технический Комплекс Автоматизированных Систем Контроля, Администрирования и Диспетчеризации (ПТК «КАСКАД») разработан для создания систем управления крупных территориально распределенных систем. Отвечает повышенным требованиям к масштабируемости, надежности и безопасности



РЕЗУЛЬТАТЫ ОПИ С АНАЛИЗОМ ДАННЫХ.

Анализ полученных данных показывает:

1. Устройство позволяет уточнить реальное время простоя скважины (по наличию подачи) - учитывается время выхода подачи жидкости :
 - 1.1. После кратковременного простоя скважины время выхода подачи жидкости зависит от длины трубопровода, дебита жидкости и составляет в среднем 30 % (в единичных случаях может достигать до 600 %) от зафиксированных диспетчером ЦДНГ потерь по нефти.
 - 1.2. Время выхода подачи жидкости после длительного простоя скважины больше времени выхода подачи жидкости, чем после кратковременного простоя, в 2 - 5 раз.
2. Устройство предотвращает работу оборудования скважины в аварийном режиме - процессе ОПИ снижено время аварийной работы оборудования скважин на АГЗУ на 89 часов.
3. Устройство позволяет контролировать работу бригад ТКРС в части несанкционированных откачек технологических жидкостей в выкидную линию скважины при текущем и капитальном ремонтах скважин.

ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПИ.

1. Устройства на клапанах имеют достаточную надежность.
2. В случаях отказов оборудования скважин информация об отсутствии подачи своевременно поступала на пульт ЦДНГ.
3. Для работы устройства раз в год требуется его ревизия.
4. С помощью устройства в процессе испытания не допущена длительная работа ГНО скважин в аварийном режиме.
5. Посредством информации от устройства можно определить время выхода подачи жидкости на скважинах после их пуска - что позволяет производить более точный расчет добычи по ЦДНГ.
6. Сигнал от устройства - подачи жидкости нет, при работающей скважине может сигнализировать о порыве на выкидной линии.
7. Устройство показывает когда клапан не закрывается при неработающей скважине – это приводит к обратному перетеканию жидкости от АГЗУ в скважину и потерям по нефти.
8. При дебите жидкости менее 2 м³/сут – эффективность низкая.
9. Устройство позволяет контролировать работу бригад ТКРС.